



# **Modelo teórico de la permeabilidad de las fracturas aplicado a los yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón**

**Luis Alejandro Parra Echavarría**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia

2017

# **Modelo teórico de la permeabilidad de las fracturas aplicado a los yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón**

**Luis Alejandro Parra Echavarría**

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería - Ingeniería de Petróleos**

Director (a):

Ph.D. José Gildardo Osorio Gallego

Línea de Investigación:

Geomecánica y fenómenos de sorción

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2017

*Lema*

*“La productividad nunca es un accidente. Siempre es el resultado de un compromiso con la excelencia, planificación inteligente y esfuerzo concentrado.”*

*Paul J. Meyer*

## Agradecimientos

Al finalizar una etapa ardua y llena de dificultades como lo es el desarrollo de un trabajo de grado es inevitable exaltar a las personas que te llevaron a concretar este compromiso. Un análisis objetivo de este proceso muestra que el objeto de este trabajo hubiese sido improbable sin la participación de personas e instituciones que facilitaron los medios para alcanzarlo. Por ello, es para mí placer utilizar este espacio para ser consecuente con ellas expresándoles mis agradecimientos.

Debo reconocer de manera muy especial al Profesor Gildardo Osorio por permitirme realizar este proyecto bajo su dirección. Su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas han sido un aporte invaluable, no solo para el desarrollo de la tesis, sino también en mi formación como profesional. Sus ideas adecuadas, siempre enmarcadas en su orientación y rigurosidad han sido la clave de la conclusión del trabajo realizado, el cual no se puede concebir sin su siempre oportuna participación. Le agradezco además por haberme proporcionado los espacios y el tiempo suficiente para llevar a cabo todas las actividades propuestas en la tesis.

Agradezco al Sr. Alberto Garcia por su buena disposición al otorgarme los medios y espacios laborales, sin los cuales no hubiese sido posible alcanzar este nuevo logro. Su actitud no hizo más que fortalecer mi compromiso personal hacia la compañía que tan exitosamente él dirige; ahora siento que mis triunfos personales pertenecen también a la empresa. Reitero mi agradecimiento personal y mi deseo por seguir trabajando en el cumplimiento de los objetivos que la empresa ha trazado.

Y por supuesto, el agradecimiento más profundo y sentido va para mi familia. Sin su apoyo, colaboración e inspiración habría sido muy tedioso llevar a cabo esta meta. A mis padres, por su ejemplo de lucha, honestidad, generosidad, tenacidad y sentido de superación... ¡por ellos y para ellos!

## Resumen

La producción de los yacimientos de gas metano asociado a los mantos de carbón (*CBM*) está controlada no solo por el comportamiento del flujo de los fluidos a través del medio poroso (gas y agua), sino también por el cambio del volumen de la roca generado en las etapas de desorción del gas desde la matriz del carbón hacia su sistema de fracturas. Las interacciones complejas entre el esfuerzo y la química de desorción del gas en los mantos de carbón ejercen una fuerte influencia en el comportamiento de las propiedades de la roca y, en particular, en la evolución de la permeabilidad de la estructura carbonosa.

En la literatura existe un amplio registro de modelos teóricos y empíricos para evaluar el comportamiento de la permeabilidad en los yacimientos de *CBM*. Sin embargo, la comparación de los modelos con las observaciones de laboratorio y de campo indica que las ecuaciones actuales de permeabilidad solo explican parcialmente los resultados obtenidos en los estudios de las propiedades del yacimiento. Lo anterior obedece al hecho de que los modelos teóricos tienen una capacidad limitada para representar el impacto de las interacciones entre la matriz y la fractura en la evolución de la permeabilidad del carbón.

Casi todos los modelos desarrollados se derivan de la hipótesis de un medio poroso con presión de sobrecarga constante, deformación uniaxial y condiciones de presión en equilibrio. Estas suposiciones sugieren que el impacto de las interacciones de la matriz de la roca y de las fracturas en el comportamiento de la permeabilidad del carbón todavía no se ha entendido completamente por lo que las mejoras adicionales que se realicen en el modelo son válidas y necesarias. Esta brecha de conocimiento define el objetivo de este trabajo.

En este estudio se presenta el desarrollo de un modelo teórico para determinar el cambio de la permeabilidad como una función de la presión de poro y de las propiedades fundamentales medibles en la roca, tales como los módulos elásticos de la matriz del carbón, la constante de *Biot*, la porosidad y las propiedades relacionadas con la sorción de gas, sobre la base de un enfoque integrado de un análisis conceptual. El modelo de permeabilidad desarrollado utiliza la ley constitutiva de poroelasticidad para relacionar la variación del esfuerzo interno de la roca con la deformación inducida por la sorción del

carbón, incorpora el efecto de la interacción matriz-fractura para las diferentes condiciones de frontera y utiliza un conjunto de datos derivado de estudios de campo y de laboratorio para verificar el comportamiento del modelo desarrollado.

Con base en los resultados obtenidos, se determinó que los perfiles de permeabilidad dependían principalmente de la relación de reducción del módulo elástico y de la variación de la expansión inducida por la sorción del gas de la matriz del carbón bajo condiciones de frontera variables. Así, cuando el volumen de matriz del carbón es constante, la deformación será controlada por el comportamiento de la expansión y por la contracción de las fracturas. Para el caso de la deformación uniaxial, sólo una fracción de la deformación de las fracturas contribuirá un cambio total debido a que no hay una condición límite que restrinja la deformación vertical.

Finalmente, se evaluó el impacto de la heterogeneidad en el comportamiento de la permeabilidad del carbón, mediante el desarrollo de un análisis de sensibilidad de las propiedades de la matriz de la roca y de la fractura. En este estudio se identificaron los factores más significativos que alteraron la respuesta de la permeabilidad de la roca y de los niveles de producción de gas, que incluyen: la deformación debido a cambios en los esfuerzos, la presencia de alta densidad de fracturas naturales y el efecto de las propiedades mecánicas de la roca.

**Palabras clave: (CBM, deformación, esfuerzo, permeabilidad).**

## Abstract

Gas production from coalbed methane reservoirs (CBM) is controlled not only by the fluids flow behavior through the porous medium (gas and water), but also by the rock volume change derivated from the gas sorption from the rock matrix to the fracture system. The complex interactions between the stress and the sorption chemistry in the coalbed seams exert a strong influence on the rock properties behavior in the reservoir and especially on the permeability evolution of the carbonaceous structure.

A wide range of models to assess the permeability change in CBM reservoirs have been extensively described in the literature. However, comparison these models to the laboratory data and field observations indicate that the current permeability equations associated with coalbed seams would only account partially for the results obtained from studies on the '*in situ*' reservoirs properties. The reason for this lack of accountability is that these models have a limited capacity to represent the matrix and fracture interactions impact on the evolution of permeability.

Almost all models are derived from the hypothesis of a porous medium with constant overload pressure, uniaxial strain and equilibrium pressure conditions. These assumptions suggest that the impact of the interactions between the rock matrix and fracture, at the behavior of coal permeability, have not yet been fully understood, so additional improvements are valid and necessary. This knowledge gap defines the target of this work.

Based on an integrated conceptual analysis approach, a theoretical model was developed to define the permeability change as function of pore pressure and measurable fundamental properties of the reservoir rock, such as the matrix elastic modulus, Biot constant, porosity and the gas sorption properties. The developed permeability model uses a poroelastic constitutive law to relate the internal rock stress variation with the coal deformation induced by the gas sorption, it incorporates the matrix and fracture interaction effect with different boundary conditions and uses a set of data obtained at the field and laboratory studies to verify the behavior of the model.

Based on results, it was possible to determinate that the permeability profiles depends mainly of the relation between the elastic modulus reduction ratio and the variation of the swelling induced by the matrix gas sorption under variable boundary conditions. Thus, when the coal matrix volume is constant,

the strain is controlled by the swelling behavior and by the fractures contraction; for a uniaxial strain case, only a portion of the fractures deformation contributes to the total change because there is no boundary condition that restricts the vertical deformation.

The rock heterogeneity impact on the permeability behavior was assessed by the development of a sensitivity analysis of the rock matrix and fracture properties. This study identified a sort of significant factors that alter the rock permeability response and the production profile, including: strain due to stress change, the presence of high density of natural fractures and the effect of mechanical properties on the rock.

**Keywords:** (*CBM, strain, stress, permeability*).



## Tabla de Contenido

	Pág.
Nomenclatura .....	XVI
Capítulo 1 – Revisión de la literatura sobre los modelos de permeabilidad aplicados a los mantos de carbón .....	3
Capítulo 2 – Mediciones de la permeabilidad del carbón en campo y laboratorio .....	12
2.1 Permeabilidad del carbón obtenida en pruebas de campo .....	12
2.2 Permeabilidad del carbón obtenida por pruebas de laboratorio .....	15
Capítulo 3 – Desarrollo de un modelo de Permeabilidad asociado al comportamiento de los mantos de carbón.....	19
Capítulo 4 – Análisis de resultados .....	29
4.1 Verificación del modelo de permeabilidad utilizando gases puros .....	37
4.2 Verificación del modelo de permeabilidad en mezcla de gases .....	40
Capítulo 5 – Conclusiones .....	43
Capítulo 6 – Recomendaciones.....	45

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 2-1.</b> Correlación de la permeabilidad del yacimiento y el esfuerzo mínimo efectivo en el área de Cedar Gove y Oak Grove - Cuenca Black Warrior .....	13
<b>Figura 2-2.</b> Correlación de la permeabilidad y la presión del yacimiento en el área de Valencia Canyon -Cuenca de San Juan.....	14
<b>Figura 2-3.</b> Efecto de histéresis sobre la permeabilidad a diferentes la presión de carga/descarga para los carbones de Pittsburgh .....	15
<b>Figura 2-4.</b> Variación medida en la permeabilidad con disminución de la presión del gas (Harpalani y Chen, 1997) .....	16
<b>Figura 2-5.</b> Resultados del modelo de <i>Palmer y Mansoori</i> , en comparación con los datos medidos de permeabilidad. Cuenca de Powder River.....	17
<b>Figura 2-6.</b> Resultados del modelo de <i>Shi y Durucan</i> en comparación con los datos medidos de permeabilidad. Cuenca de san Juan. ....	18
<b>Figura 3-1.</b> Diagrama esquemático de modelo cubico de bloques. (a,b) fotografía de núcleo de carbón con sistemas de <i>cleast</i> de la Formación los cuervos-Drummond. (c) sistemas de cleast en afloramiento de manto de carbón de la Formación Mary Lee, Alabama. ....	20
<b>Figura 3-2.</b> Comportamiento de la porosidad de la fractura para diferentes tamaños de bloques y espesores de la fractura.....	21
<b>Figura 3-3.</b> Modelo de cambio del espaciamiento de la fractura y el esfuerzo aplicado en muestra de carbón .....	22
<b>Figura 3-4.</b> Curvas de deformación por expansión lineal estimadas utilizando muestras de carbón subituminoso de la cuenca de Powder River .....	24
<b>Figura 4-1.</b> Resultado de variación de la permeabilidad del carbón en función de la presión de poro.....	30
<b>Figura 4-2.</b> Evaluación de contribución de parámetros del modelo de permeabilidad desarrollado: (a) parámetro de expansión por sorción de gas, (b) efecto de la porosidad, (c) efecto de la presión de Langmuir, (d) efecto del módulo de <i>Young</i> y (e) efecto de la variación de la relación de <i>Poisson</i> . ....	32
<b>Figura 4-3.</b> Contribución de la varianza de los parámetros del modelo de permeabilidad desarrollado: (a) diagrama de Pareto para cambio de la permeabilidad vertical, (b) diagrama de Pareto para cambio de la permeabilidad horizontal. ....	33

<b>Figura 4-4.</b> Distribución de pronósticos – modelo de permeabilidad en $x$ y $y$ afectado esencialmente por la contracción mecánica. ....	34
<b>Figura 4-5.</b> Distribución de pronósticos – modelo de permeabilidad en $x$ , $y$ y $z$ afectado por la contracción mecánica y la expansión de la roca por sorción.....	35
<b>Figura 4-6.</b> Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas ( <i>Robertson</i> , 2005): (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson - CH <sub>4</sub> (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson - CO <sub>2</sub> .....	38
<b>Figura 4-7.</b> Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas ( <i>Robertson</i> , 2005): (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson - CH <sub>4</sub> (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson - CO <sub>2</sub> .....	38
<b>Figura 4-8.</b> Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas - Muestras de campo y de laboratorio de la cuenca de San Juan. ....	39
<b>Figura 4-9.</b> Comparación de modelos de permeabilidad para mezcla de gas en mantos de: (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson - 49% CO <sub>2</sub> y 51% N <sub>2</sub> (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson - 49% CO <sub>2</sub> y 51% N <sub>2</sub> .....	41

## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 1-1.</b> Resumen de los modelos actuales de permeabilidad y sus supuestos.....	11
<b>Tabla 4-1.</b> Resultados de parámetros experimental de contracción del carbón por desorción de gas .....	29
<b>Tabla 4-2.</b> Parámetros utilizados para el ajuste de los datos experimentales de la Cuenca de Powder River .....	37
<b>Tabla 4-3.</b> Parámetros utilizados para el ajuste de los datos - Cuenca de San Juan .....	39
<b>Tabla 4-4.</b> Contantes de deformación inducidas por sorción para una mezcla de gases a 80 °F. ....	41

## Nomenclatura

Parámetro	Término	Unidad
$N_2$	Nitrógeno	%, ó, fracción
$CO_2$	Dióxido de Carbono	%, ó, fracción
$CH_4$	Metano	%, ó, fracción
$k_f$	Permeabilidad de la fractura	md
$\phi_f$	Porosidad de la fractura	%, ó, fracción
$\phi_0$	Porosidad inicial de la matriz	
$c_f$	Compresibilidad del medio poroso fracturado	MPa <sup>-1</sup>
$\sigma_{eh}$	Esfuerzo efectivo horizontal mínimo	Mpa
$\sigma$	Componente de esfuerzo total	Mpa
$P$	Presión	Mpa
$P_l$	Presión de <i>Langmuir</i>	Mpa
$P_d$	Presión critica de desorción	Mpa
$P_{rd}$	Presión de confinamiento radial	Mpa
$P_z$	Presión de confinamiento axial	Mpa
$\varepsilon_s$	Constante de deformación por sorción	Adimensional
$\varepsilon_v$	Deformación volumétrica	
$\varepsilon_f$	deformación de la fractura	
$V_f$	Volumen de las fracturas	ft <sup>3</sup>
$V_{t0}$	Volumen total del carbón	ft <sup>3</sup>
$e$	Función exponencial igual a 2.718	
$\nu$	Relación de <i>Poisson</i>	Adimensional
$E$	Módulo de <i>Young</i> del sistema (matriz – fractura)	Mpa
$E_m$	Módulo de <i>Young</i> de la matriz	
$l_m^*$	Cambio de dimensión del bloque de matriz del carbón en la dirección horizontal	
$m$	Espaciamiento entre las fracturas	ft
$a$	Espesor de la fractura	ft
$Y$	Fracción molar de cada componente de gas puro	Fracción

$\gamma$	Constante de relación lineal de la deformación	Adimensional
$\alpha$	Número de Biot	Adimensional
$K$	Módulo de compresibilidad total	
$R_m$	Relación de reducción del módulo elástico	Adimensional
$\Delta$	Supone el cambio de un componente respecto a una condición de referencia definida	
$\mu$	Viscosidad del fluido	cp
$L$	Longitud de conducto rectangular	ft
$A$	Área de sección transversal	ft <sup>2</sup>
$V$	Velocidad de flujo	ft/s
$Q$	Caudal	ft <sup>3</sup> /s
$n$	Número de fracturas	Adimensional

### Abreviaturas

Tcf	Trillones de pies cúbicos
Bcf	Billones de pies cúbicos
md	Millidarcy
scf	Pies cúbicos de gas a condiciones estándar
Ton	Tonelada corta de carbón
CBM	<i>CoalBed Methane</i> (Yacimientos de gas metano asociados a mantos de carbón)
DST	<i>Drill Stem Test</i>

### Subíndices

$0$	Propiedad a las condiciones iniciales del yacimiento
$r$	Yacimiento
$f$	Medio fracturado
$i$	Dirección del plano cartesiano
$j$	Componente de la mezcla de gases
$ref$	Condiciones de referencia
$M$	Componente mecánico

## Introducción

La permeabilidad puede entenderse como la capacidad que tiene un material para permitir el flujo de fluidos a través de su estructura porosa (o sus discontinuidades). Un yacimiento con alta permeabilidad producirá un mayor volumen de fluido que uno con baja permeabilidad. El carbón como material mineral tiene muy baja permeabilidad; sin embargo, como yacimiento su permeabilidad puede ser más de mil veces mayor comparado con la matriz del carbón debido a la presencia de redes de fracturas o *cleats* que conforman la estructura del material.

La permeabilidad tiene una relación directa con el tipo y el rango del carbón desde el mismo proceso de formación del carbón. La temperatura y la presión asociadas con el metamorfismo de la roca generan un flujo plástico que usualmente reduce la formación de los *cleats*. Sin embargo, la dilatación de la roca debido a la generación de gas y a la expulsión de agua tiende a compensar la disminución de la permeabilidad y a generar un sistema con un alto volumen de fracturas.

La permeabilidad de los yacimientos de carbón se reduce principalmente por el incremento en el esfuerzo neto de sobrecarga y por los efectos relacionados con la desorción y la adsorción del gas en la matriz. A medida que el gas se desorbe el volumen de la roca se contrae y se generan dos efectos que compiten entre sí: el cierre de los poros causado por la compresibilidad del medio y la dilatación debida a la expansión de la roca, cuando se desorbe el gas. Este efecto único conocido como *shrinkage* y característico de los yacimientos de carbón, ha tenido una gran acogida en cuanto al número de investigaciones sobre el comportamiento de la permeabilidad del carbón y los enfoques para su modelamiento se refieren.

El mecanismo que más influencia tiene sobre el comportamiento de la permeabilidad en los mantos de carbón está relacionado con el almacenamiento de los gases en el yacimiento. El gas contenido en los mantos de carbón se adhiere a la superficie sólida mediante un fenómeno de adsorción en la superficie microporosa, en vez de ocupar los espacios vacíos como gas libre entre los granos de la roca.

Si bien existe gas libre en las fracturas naturales asociadas a los mantos de carbón y poco metano disuelto en el agua connata, el mayor volumen del gas se encuentra atrapado en los microporos y se almacena principalmente dentro de la matriz del carbón por un fenómeno físico conocido como adsorción. La recuperación primaria del gas en los mantos de carbón implica una reducción de la presión del yacimiento mediante la producción de agua, seguido por la desorción y la difusión del gas en la matriz y el flujo del gas libre a través del sistema de fracturas.

Cuando la presión se reduce en el sistema de fracturas y el gas es liberado en el arreglo de *cleats* ocurre un flujo bifásico que es controlado principalmente por el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa y por la presión capilar. Aunque estas curvas son propiedades importantes para modelar el flujo del gas en los mantos de carbón, en este estudio se evaluará únicamente el comportamiento de la permeabilidad de las fracturas, ante el cambio de la presión de poro y la contracción inducida por la sorción de gas. Esta evaluación se realiza mediante el desarrollo de un modelo teórico de permeabilidad.

Se utilizaron datos públicos de campo y de laboratorio para validar el modelo de permeabilidad desarrollado. La construcción de un modelo analítico de permeabilidad en las etapas de evaluación de un yacimiento de *CBM* es fundamental para comprender el efecto que esta propiedad tiene sobre la productividad del gas.

# Capítulo 1 – Revisión de la literatura sobre los modelos de permeabilidad aplicados a los mantos de carbón

Los avances en el modelamiento de la permeabilidad del carbón y los datos utilizados para ponerlos a prueba dan cuenta de la activa investigación que ha llevado al desarrollo de numerosos modelos de permeabilidad. Algunos han demostrado ser reproducibles con base a las mediciones de laboratorio y de campo e integran los efectos de la contracción de la matriz y la compresibilidad del poro. Sin embargo, existen otros efectos tales como la anisotropía de la expansión de la roca y el comportamiento de algunas propiedades geomecánicas que aún no se comprenden y solo recientemente han sido consideradas en los modelos de la permeabilidad del carbón.

La mayoría de los modelos analíticos utilizados para describir el comportamiento de la permeabilidad del carbón ante el cambio del esfuerzo efectivo y la sorción de gas fueron desarrollados a partir de consideraciones teóricas de los procesos que afectan la permeabilidad bajo condiciones de yacimiento.

*Gray* (1987) introdujo el primer modelo para evaluar la permeabilidad del carbón con base en los resultados de un arreglo uniaxial de un núcleo de carbón sometido a un esfuerzo vertical constante [1]. Los modelos de permeabilidad presentados posteriormente utilizaron el mismo concepto y han sido generalizados en los ajustes de la información de campo y de laboratorio que serán descritos en este documento.

Recientemente se han desarrollado modelos que describen el comportamiento de la permeabilidad del carbón bajo condiciones más complejas, con base en diferentes interpretaciones (por ejemplo, *Pan y Connell*, 2011y *Wang*, 2009).

La permeabilidad del carbón en general tiende a ser muy dependiente del comportamiento del esfuerzo efectivo (a mayor esfuerzo efectivo, menor permeabilidad), de sus características estructurales y del comportamiento de la sorción del gas en la matriz del carbón.

*Durucan y Edwards* (1986) demostraron que cuando un núcleo de carbón se somete a un esfuerzo de carga y descarga se producen dos patrones de cambios estructurales relacionados con la resistencia mecánica y el grado de propagación de las fracturas existentes en los mantos de carbón [2]. Así, los carbones con un alto grado de elasticidad y sin fracturas aparentes no estarán afectados estructuralmente por los ciclos de carga que sufre la roca, aunque su permeabilidad disminuye gradualmente a medida que



el esfuerzo de sobrecarga incrementa. Por otra parte, los carbones frágiles generan fracturas con canales de flujo son sensibles a los cambios en los esfuerzos.

El cambio de la permeabilidad del carbón está condicionado, en consecuencia, por la compresibilidad del medio poroso, los canales de flujo y por el resultado combinado de la compresión y la deformación de las fracturas en su estructura. Ya que el carbón se comporta como un material que responde de una manera elástica lineal ante la variación de los esfuerzos, la permeabilidad puede ser descrita por un modelo matemático que involucre este cambio de esfuerzo en un medio elástico lineal.

*Reiss* (1980) desarrollo un modelo conceptual para describir el comportamiento de la permeabilidad en los sistemas de *cleats* con respecto a las condiciones de referencia del yacimiento. El modelo asume condiciones isotrópicas (aunque la estructura de los *cleats* del carbón sea más compleja que los modelos conceptuales simples). El modelo considera que el cambio en el volumen de la matriz de la roca debido a la expansión, contracción y las fuerzas mecánicas tales como la compresión es insignificante en comparación con el cambio de la porosidad involucrada en el flujo de los fluidos del yacimiento [3].

$$\frac{k_f}{k_{f0}} = \left( \frac{\phi_f}{\phi_{f0}} \right)^3 \quad (1-1)$$

Donde  $k_f$  y  $\phi_f$  representan la permeabilidad y la porosidad de la fractura; el subíndice 0 indica condiciones iniciales del yacimiento.

*Zimmerman* (1986) definió un modelo de flujo basado en la suposición de que la permeabilidad era una función directa del esfuerzo efectivo horizontal y que el esfuerzo vertical se determinaba por la carga hidrostática y no variaba con el tiempo [4]. Esto es consistente con la teoría de que los esfuerzos que actúan en el carbón afectan principalmente el espaciamiento entre los *cleats*. El modelo se deriva de las mediciones de la permeabilidad a diferentes presiones de poro con una presión de confinamiento constante.

$$\frac{k_f}{k_{f0}} = e \left[ -3c_f(\sigma_{eh} - \sigma_{eh0} - (P_r - P_0)) \right] \quad (1-2)$$

La variable  $\sigma_{eh}$  hace referencia al esfuerzo efectivo horizontal mínimo,  $C_f$  representa la compresibilidad de los *cleats* estimada a partir del volumen de roca como  $-(\partial V_{f0}/\partial \sigma)_p/V_{f0}$  y  $V_{f0}$  es el volumen inicial de las fracturas. El término  $P_r - P_0$  hace referencia a la diferencia entre la presión actual y la presión inicial del yacimiento. La correlación es aplicable cuando coeficiente de *Biot* es igual a 1. Sin

embargo, se puede sobrestimar el cambio del esfuerzo efectivo o lo que es lo mismo, se subestima la capacidad de compresión de las fracturas.

El cambio del volumen de la matriz derivado de la expansión del carbón durante la adsorción y de la contracción de la matriz debido a la desorción del gas genera cambios en las medidas de permeabilidad en los mantos de carbón. Las mediciones de laboratorio indican que el carbón puede expandirse hasta alcanzar un volumen ligeramente mayor que el volumen inicial del yacimiento y puede tener un impacto significativo en la medida de la porosidad y la permeabilidad de las fracturas.

Los resultados de campo han demostrado que el aumento en el tiempo de la producción de gas puede dar como resultado la estabilización gradual de la permeabilidad. Todos estos resultados parten de formas experimentales simples que en principio fueron desarrolladas para ser aplicadas en el estudio de los modelos de permeabilidad. Sin embargo, la mayoría de los modelos son empíricos y sólo se pueden aplicar para un determinado rango de presiones, por lo que se puede conducir a grandes errores en la derivación de la permeabilidad de las fracturas del carbón cuando se considera el cambio de la permeabilidad inducida por la sorción de mezclas de gases.

Los modelos analíticos para estimar la permeabilidad del carbón en función de la expansión (con base en formas matemáticas simples) son de gran importancia cuando se quiere representar el comportamiento de la permeabilidad. A continuación, se describen los principales modelos teóricos desarrollados para representar la adsorción inducida por la expansión y contracción del gas en la predicción de la permeabilidad del carbón.

*Gray* (1987) fue uno de los primeros en intentar dar solución a este problema. Para ello utiliza la ecuación de la permeabilidad de *Zimmerman* (1-2) y la expande en función de los efectos geomecánicos del carbón y del comportamiento de la expansión y la contracción inducida por la sorción del gas en la roca.

$$\sigma_{eh} - \sigma_{eho} = -\frac{\nu}{1-\nu}(P_r - P_0) + \frac{E}{(1-\nu)} \frac{\varepsilon_s P_r / P_l}{\Delta P_l (1 + P_r / P)} \quad (1-3)$$

El término  $\Delta P_l$  representa el cambio en la presión por absorción del gas,  $P_l$  hace referencia a la presión de *Langmuir*, mientras que la expresión  $\frac{\varepsilon_s P_r / P_l}{\Delta P_l (1 + P_r / P)}$  es equivalente a la máxima deformación causada por cambio en la presión.  $\varepsilon_s$  hace referencia a la máxima deformación debida a la expansión de las fracturas. Las variables  $\nu$  y  $E$  representan al módulo de *Young* y la relación de *Poisson* respectivamente.

En el modelo de *Gray*, la expansión y la contracción son proporcionales al cambio de la presión de poro y son utilizadas para estimar la variación de la deformación de la roca con respecto al comportamiento de la permeabilidad en los mantos de carbón.

*Sanyer* (1990) formuló un modelo semiempírico que describe los cambios de la permeabilidad en función del comportamiento de la porosidad del carbón debido a la compresibilidad de los poros y la expansión y contracción de la matriz. Este modelo general fue creado a partir del análisis experimental de muestras de carbón bituminoso alto en contenidos volátiles de la cuenca de San Juan. El modelo de Sawyer tiene la siguiente forma funcional:

$$\frac{\varphi_f}{\varphi_{f0}} = 1 + \left(1 + \frac{2}{\varphi_0}\right) (\varepsilon_s + C_f P_r) / \varepsilon_s \left(\frac{P_r}{P_r + P_l}\right) \varepsilon_s \times 10^{-6} \left(\frac{P_0}{P_0 + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l}\right) \quad (1-4)$$

La variable  $\varphi_0$  representa la medida de porosidad inicial de la matriz.

Para relacionar la permeabilidad con el cambio de la porosidad, los autores utilizaron la ecuación (1-1). *Sanyer* combinó y derivó las ecuaciones de *Fick* y *Langmuir* y concluyó que el tiempo de desorción (exponente referido en la correlación de permeabilidad de *Reiss*), representaba el tiempo requerido para desorber el 63% del volumen inicial del gas atrapado en el yacimiento. Este exponente se fija típicamente en 3, aunque puede ser mayor de acuerdo con la evidencia experimental.

*Harpalani y Chen* (1995) definieron un modelo matemático para representar el comportamiento de la permeabilidad de los carbones con base en el supuesto de que la permeabilidad estaba afectada por la contracción y la expansión de la roca en una geometría de red cubica y un volumen de matriz constante. Los autores prueban que una reducción en la presión de poro (aumento en el esfuerzo efectivo) ocasiona una reducción de permeabilidad [6].

Un aspecto importante de este trabajo es que el modelo teórico está acoplado con diferentes modelos analíticos de permeabilidad y fue validado con dos conjuntos de datos de diferentes campos (cuenca de Piance y cuenca de San Juan). El modelo de permeabilidad obtenido se expone a continuación:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = \left[ 1 + \left( 2 - 1 + \sqrt{1 + \left( \varepsilon_s \frac{P_0}{1 + P_0} - \varepsilon_s \frac{P_r}{1 + P_r} \right) + \frac{1 - \nu}{E} (P_r - P_0)} \right) / \varphi_0 \right]^3 / (1 - l_m^* \Delta p_l) \quad (1-5)$$

Donde  $l_m^*$  es el cambio de dimensión del bloque de matriz del carbón en la dirección horizontal respecto a la variación de la presión de poro. *Harpalani* realizó estudios de desorción para diferentes gases en condiciones simuladas de yacimiento sobre algunas muestras seleccionadas en las cuencas de

Piceance y San Juan y determinó que el coeficiente de sorción para el gas metano equivalía a  $9.0 \times 10^{-4}$  y  $2.3 \times 10^{-4}$  respectivamente.

*Levine* (1996) desarrolló un modelo de permeabilidad basado en el efecto potencial de la contracción de la matriz sobre el cambio del espaciamiento de las fracturas en los mantos de carbón, al reducir la presión de poro durante la producción de gas. El modelo define que la permeabilidad de la fractura varía dependiendo de la influencia combinada de una serie de parámetros, particularmente del módulo de elasticidad de *Young*, la relación de *Poisson*, el espaciamiento de la fractura y los parámetros de contracción de la matriz [7]. Cada uno de estos parámetros varía dependiendo de la composición del carbón por lo que cada carbón individual se comportará de manera diferente.

*Levine* determinó que una relación lineal podría sobreestimar el impacto de la expansión y la contracción de la permeabilidad de las fracturas, especialmente a altas presiones y utilizó un ajuste tipo *Langmuir* para describir el comportamiento de la expansión y la contracción de la estructura del carbón. *Levine* asumió que el nuevo espesor de la fractura durante la producción era igual al ancho de la fractura inicial más el cierre debido al cambio de compresibilidad derivada de la contracción de la roca, generando el siguiente modelo de apertura:

$$\frac{a}{m} = \frac{a_o}{m} + \frac{1-2\nu}{E}(P_r - P_0) + \frac{\varepsilon_s P_l}{(P_l + P_r)^2}(P_r - P_0) \quad (1-6)$$

Donde  $a$  es el nuevo ancho del cleat,  $m$  es la distancia entre las fracturas. La permeabilidad fue modelada a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = \frac{(1.013 \times 10^9)m^3}{12a} \quad (1-7)$$

*Levine* midió la expansión de las muestras de un carbón bituminoso libre de humedad, altos en contenidos volátiles, de la cuenca de Illinois por la adsorción de metano y CO<sub>2</sub>. Obtuvo como resultado, un coeficiente de contracción para el gas metano de  $4.48 \times 10^{-4}$  y una presión de *Langmuir* de 3.45 Mpa.

*Palmer y Mansoori* (1998) desarrollaron un modelo que rinde cuenta de ambos efectos (contracción y dilatación) permitiendo estimar los cambios de la porosidad y de la permeabilidad absoluta en función del cambio de la presión de la fractura y la dilatación de la matriz [8]. La ecuación que se presenta a continuación reproduce el modelo de *Palmer y Mansoori*.

$$\frac{\varphi_f}{\varphi_{f0}} = e[C_f(P_r - P_o)] + \frac{\varepsilon_s}{\varphi_o} \left( 1 - \frac{1}{3} \left( \frac{1+\nu}{1-\nu} \right) \right) \left( \frac{P_o}{P_o + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \quad (1-8)$$

Las presiones que aparecen en el término de la compresibilidad de poro corresponden al cambio de las presiones del yacimiento y las que aparecen en el término de la contracción corresponden a las presiones determinadas en el modelo de *Langmuir*. Para aquellos casos en que el gas adsorbido está compuesto de una mezcla de dos o más componentes (de metano y CO<sub>2</sub> por ejemplo), no queda claro cuáles deberían ser los valores apropiados de  $\varepsilon_s$  y  $P_l$  que se deben usar en la ecuación de Palmer y Mansoori.

*Palmer y Mansoori* modificaron su modelo para incluir aquellas mezclas de gases que utilizan valores de  $\varepsilon_s$  y  $P_l$  derivados de la mezcla de dos o más componentes. El modelo generalizado para representar el efecto de múltiples componentes se indica en la siguiente ecuación:

$$\frac{\varphi_f}{\varphi_{f0}} = 1 + C_f(P_r - P_o) + \frac{1}{\varphi_o} \left( 1 - \frac{1}{3} \left( \frac{1+\nu}{1-\nu} \right) \right) \left( \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_{ref,j} P_{ref}/P_{lj}}{1 + P_{ref} \sum_{i=1}^{j=n} Y_{ref,i}/P_{li}} - \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_j P_o/P_{lj}}{1 + P_o \sum_{i=1}^{j=n} Y_i/P_{li}} \right) \quad (1-9)$$

La variable  $Y_{ref,j}$  está relacionada con la composición del gas a las condiciones de referencia ( $ref$ ) del componente  $j$  y  $Y_j$  representa la composición de la mezcla de gas para los componentes  $j$ .

*Shi y Durucan* (2004) propusieron un modelo de permeabilidad derivado de los cambios en el esfuerzo horizontal efectivo y de las ecuaciones constitutivas para modelar la poroelasticidad lineal de un material isotrópico. Esta formulación establece un vínculo directo entre la deformación volumétrica de la matriz y la cantidad de gas que se desorbe en la roca [9].

El modelo de *Shi y Durucan* utiliza el mismo concepto de compresión definido en el modelo de *Palmer y Mansoori*, pero hace uso de un término de contracción de la matriz más fuerte que en general da como resultado un cambio de la permeabilidad ante el de agotamiento de la presión del yacimiento; el modelo es el siguiente:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e[-3c_f(\sigma_{eh} - \sigma_{eho})] \quad (1-10)$$

Cuando la presión del manto de carbón se encuentra por encima de la presión crítica de desorción  $P_d$  ( $P_r > P_d$ ):

$$\sigma_{eh} - \sigma_{eho} = -\frac{\nu}{1-\nu} (P_r - P_o) \quad (1-11)$$

Cuando la presión del manto de carbón se encuentra por debajo de la presión crítica de desorción ( $P_d \geq P_r > 0$ ):

$$\sigma_{eh} - \sigma_{eho} = -\frac{\nu}{1-\nu}(P_r - P_o) + \frac{E}{3(1+\nu)}\epsilon_s \left( \frac{P_o}{P_o + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \quad (1-12)$$

*Robertson y Christiansen* (2006) desarrollaron un modelo de permeabilidad adscrito a los yacimientos de carbón como una función del cambio del esfuerzo efectivo horizontal. Comúnmente el modelo es utilizado para ajustar los datos de permeabilidad en el laboratorio. El modelo se deriva de una geometría cúbica bajo presiones de confinamiento hidrostáticas con la consideración del impacto de la expansión y de la contracción de la permeabilidad [10] y puede ser escrito como:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e \left[ 3 \left( \frac{c_f}{\alpha(\sigma_{eh} - \sigma_{eho})} [1 - e^{-\alpha(\sigma_{eh} - \sigma_{eho})}] (P_r - P_o) + \frac{3}{\phi_0} \left[ \frac{1-2\nu}{E} (P_r - P_o) - \frac{\epsilon_s P_l}{(P_o + P_l)} \ln \left( \frac{P_r + P_l}{P_o + P_o} \right) \right] \right) \right] \quad (1-13)$$

El término  $\alpha$ , hace referencia al número de biot.

*Cui y Bustin* (2007) propusieron un modelo de permeabilidad adscrito a los matos de carbón, asumiendo que la deformación del volumen de roca y la expansión de los poros eran iguales (es decir  $d\epsilon = d\epsilon_f$ ) y además que la deformación podría relacionarse linealmente a través de la constante de reducción de la elasticidad (gamma).

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e(-3[C_f(\sigma_{eh} - \sigma_{eho}) - (P_r - P_o)] + (1 - \gamma)) \quad (1-14)$$

El modelo supone que la contracción y expansión inducida por adsorción es análoga a la expansión térmica de la roca. Las relaciones geomecánicas resultantes se pueden utilizar para desarrollar aquellos modelos de permeabilidad que integren el esfuerzo y los efectos de la presión de poro.

Los modelos de permeabilidad presentados anteriormente se basan en las suposiciones de una matriz isotrópica. *Connell* (2010) desarrolló un modelo analítico para representar la permeabilidad de las fracturas en condiciones de esfuerzo axiales con base en la teoría de leyes constitutivas de la poroelasticidad lineal que incluyen los efectos del esfuerzo cuando el carbón se somete a la expansión inducida por la adsorción de gas [12]. El modelo fue desarrollado a partir de la ecuación de *Cui y Bustin* en diversas condiciones de esfuerzo axial, con base en límites de confinamiento no hidrostáticos:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e \left[ -3 \left( c_f \frac{2}{3} (P_{md} - P_z) - P_r \right) - (1 - \gamma) \epsilon_s \right] \quad (1-15)$$

La variable  $P_{rad}$  hace relación a la presión de confinamiento radial y  $P_z$  es la presión de confinamiento axial. Así, cuando se tienen un límite de confinamiento en la matriz del carbón, es decir  $P_{rad} = P_z = P_r$  la relación de permeabilidad resultante es:

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e^{[3(1-\gamma)\varepsilon_s]} \quad (1-16)$$

Por otra parte, si el material no experimenta cambios en la deformación en cualquier dirección.

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e^{\left[ -3 \left| c_f^M \left\langle (\alpha + 1)P_r + K\varepsilon_s + \frac{3-\nu}{3(1-\nu)}P_z \right\rangle - (1-\gamma)\varepsilon_s \right| \right]} \quad (1-17)$$

La variable  $K$ , hace referencia al módulo de compresibilidad total de la roca.

Si el sistema no experimenta cambios de los esfuerzos en las direcciones radiales.

$$\frac{k_f}{k_{fo}} = e^{\left[ -3 \left| c_f^M \left\langle \frac{2(\alpha + 3)}{3}P_{rad} - \left( \frac{\alpha E}{9K} + 1 \right)P_r + \frac{E}{9}\varepsilon_s \right\rangle - (1-\gamma)\varepsilon_s \right| \right]} \quad (1-18)$$

La respuesta anisotrópica de la permeabilidad es particularmente relevante en pozos horizontales o pozos multilaterales. Así, la permeabilidad de los mantos de carbón juega un papel clave para pronosticar los niveles de la producción de este tipo de yacimientos. La mayoría de los modelos expuestos previamente, están basados en una serie de supuestos que deben considerarse en el momento de evaluar el comportamiento de la permeabilidad en un medio fracturado, con capacidad de sorción y elástico bajo condiciones de esfuerzos variables.

Las condiciones supuestas para el desarrollo de los modelos se resumen en la

Tabla 1-1. Principalmente las suposiciones obedecen a las condiciones límite de deformación uniaxial y sobrecarga constante, el comportamiento de la permeabilidad con el cambio en los esfuerzos horizontales efectivos, el desarrollo de modelos de permeabilidad basados en redes de geometría simplificadas que explican el mecanismo de la liberación del metano en las fracturas del carbón y finalmente la suposición de modelos homogéneo que consideran que la contracción volumétrica de la matriz es directamente proporcional al volumen del gas que se desorbe en lugar de considerar la presión de sorción equivalente.

Tabla 1-1. Resumen de los modelos actuales de permeabilidad y sus supuestos

Suposición Propuesta por	Año	Modelo desarrollado	Deformación Uniaxial	Sobrecarga constante	Presión en equilibrio
<i>Zimmerman</i>	1986	$k_f = k_{fo} e \left[ -3c_f (\sigma_{eh} - \sigma_{eh_0} - (P_r - P_0)) \right]$		X	X
<i>Gray</i>	1987	$k_f = k_{fo} e \left[ -3c_f \left( -\frac{v}{1-v} (P_r - P_0) + \frac{E}{(1-v)} \frac{\varepsilon_s P_r / P_l}{\Delta P_l (1 + P_r / P)} - (P_r - P_0) \right) \right]$	X	X	X
<i>Sanyer</i>	1990	$k_f = k_{fo} \left[ 1 + \left( 1 + \frac{2}{\varphi_0} \right) (\varepsilon_s + C_f P_r) \varepsilon_s \left( \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \varepsilon_s \times 10^{-6} \left( \frac{P_0}{P_0 + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \right]^3$		X	X
<i>Harpalani y Chen</i>	1995	$k_f = k_{fo} \left( 1 + \left( 2 - 1 + \sqrt{1 + \left( \varepsilon_s \frac{P_0}{1 + P_0} - \varepsilon_s \frac{P_r}{1 + P_r} \right) + \frac{1-v}{E} (P_r - P_0)} \right) / \varphi_0 \right)^3 / (1 - l_m^* \Delta p)$	X	X	X
<i>Levine</i>	1996	$k_f = \frac{(1.013 \times 10^9) m^3}{12a}$			
<i>Palmer y Mansoori</i>	1998	$k_f = k_{fo} \left[ e [C_f (P_r - P_o) J + \frac{\varepsilon_s}{\varphi_o} \left( 1 - \frac{1}{3} \left( \frac{1+v}{1-v} \right) \right) \left( \frac{P_0}{P_0 + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \right]^3$	X	X	X
<i>Shi y Durucan</i>	2004	$k_f = k_{fo} e \left[ -3c_f \left( -\frac{v}{1-v} (P_r - P_o) + \frac{E}{3(1+v)} \varepsilon_s \left( \frac{P_0}{P_0 + P_l} - \frac{P_r}{P_r + P_l} \right) \right) \right]$	X	X	X
<i>Roberson y Christiansen</i>	2006	$k_f = k_{fo} e \left[ 3 \left( \frac{c_f}{\alpha (\sigma_{eh} - \sigma_{eho})} [1 - e^{-\alpha (\sigma_{eh} - \sigma_{eho})}] (P_r - P_0) + \frac{3}{\varphi_0} \left[ \frac{1-2v}{E} (P_r - P_0) - \frac{\varepsilon_s P_l}{(P_0 + P_l)} \ln \left( \frac{P_r + P_l}{P_r + P_0} \right) \right] \right) \right]$			X
<i>Cui y Bustin</i>	2007	$k_f = k_{fo} e (-3 [C_f (\sigma_{eh} - \sigma_{eho}) - (P_r - P_o)] + (1 - \gamma))$			X
<i>Connell</i>	2010	$k_f = e \left[ -3 \left( c_f \frac{2}{3} (P_{rad} - P_z) - P_r J - (1 - \gamma) \varepsilon_s \right) \right]$			X



## Capítulo 2 – Mediciones de la permeabilidad del carbón en campo y laboratorio

Las publicaciones de las mediciones de campo y de laboratorio ofrecen una fuente de información rentable para investigar el comportamiento de permeabilidad en los mantos de carbón. Sin embargo, las mediciones de laboratorio se llevan a cabo principalmente en muestras pequeñas que a veces no representan las propiedades de la permeabilidad a escala de campo. Por otra parte, las condiciones de laboratorio suelen ser controladas y tienden a proporcionar un conjunto de datos más robustos que aseguran un desarrollo más preciso de los modelos de permeabilidad.

Esta sección presenta principalmente algunos resultados derivados de las medidas de la permeabilidad en pruebas de campo y de laboratorio antes y durante la producción del yacimiento, los cuales serán utilizados para el ajuste del modelo de permeabilidad desarrollado.

### 2.1 Permeabilidad del carbón obtenida en pruebas de campo

Es bien conocido que las estimaciones derivadas de las pruebas de núcleos de carbón en laboratorio pueden no ser indicadores precisos de las propiedades del yacimiento a condiciones *in situ*. Las causas más comunes de las imprecisiones tienen relación directa con el manejo y conservación del núcleo, el uso de modelos de correlación simples para ajustar las medidas de permeabilidad y el uso de una única fase (gas o líquido) durante la medición de la permeabilidad [13].

En este sentido, no es recomendable utilizar resultados derivados de los procedimientos convencionales de laboratorio para pronosticar la producción futura de los yacimientos, sin embargo los resultados pueden ser reemplazados por métodos de laboratorio que consideren la variación de los esfuerzos, la contracción y la expansión de la roca derivada del proceso de sorción o por pruebas de presión en campo que permitan obtener medidas de permeabilidad representativas de las condiciones reales del yacimiento. A continuación se presenta un breve resumen de los resultados de las medidas de permeabilidad obtenidos en diferentes cuencas de carbón productoras de gas.

*Cuenca de Black Warrior*: está localizada entre los estados de Alabama y Mississippi en el sureste de los Estados Unidos. La cuenca contiene aproximadamente 20 Tcf (trillones de pies cúbicos) en recursos de gas y 4,200 pozos distribuidos en 18,000 millas cuadradas que han producido alrededor de 0.12 Tcf (3,400 millones de metros cúbicos de gas) en 19 campos a partir del 2004 en Alabama [13].

La producción de metano derivado del carbón en la cuenca estuvo dirigida en principio hacia la mitigación de los peligros que representaba la producción de gas natural en las minas subterráneas de carbón en 1971. Los contenidos de gas de los mantos de carbón presentaron variaciones entre 250 scf/ton y 650 scf/ton y es bastante común que estos carbones estén saturados con gas. Algunos pozos en la parte sur de la cuenca han producido pequeñas cantidades de petróleo junto con el gas de carbón. Las permeabilidades oscilan entre menos de 1 md a 25 md.

La relación entre la permeabilidad y el esfuerzo mínimo efectivo (medido con base en los resultados de la presión de cierre de las fracturas) se investigó mediante la correlación de los datos de permeabilidad con los datos de esfuerzo en los campos de Cesar Cove y Oak Grove [14].

Los valores de permeabilidad en la cuenca se obtuvieron a partir de pruebas de presión *DST* para un total de sesenta y nueve conjuntos de datos de permeabilidad. La relación entre la permeabilidad y el esfuerzo mínimo efectivo horizontal bajo condiciones de yacimiento siguió una forma exponencial ajustada por la ecuación (1-2) como se muestra en la Figura 2-1. Sin embargo, el impacto de la contracción del carbón debido al drenaje de gas y al incremento del esfuerzo efectivo no tuvo un afecto tan significativo como el generado en la desorción del gas.

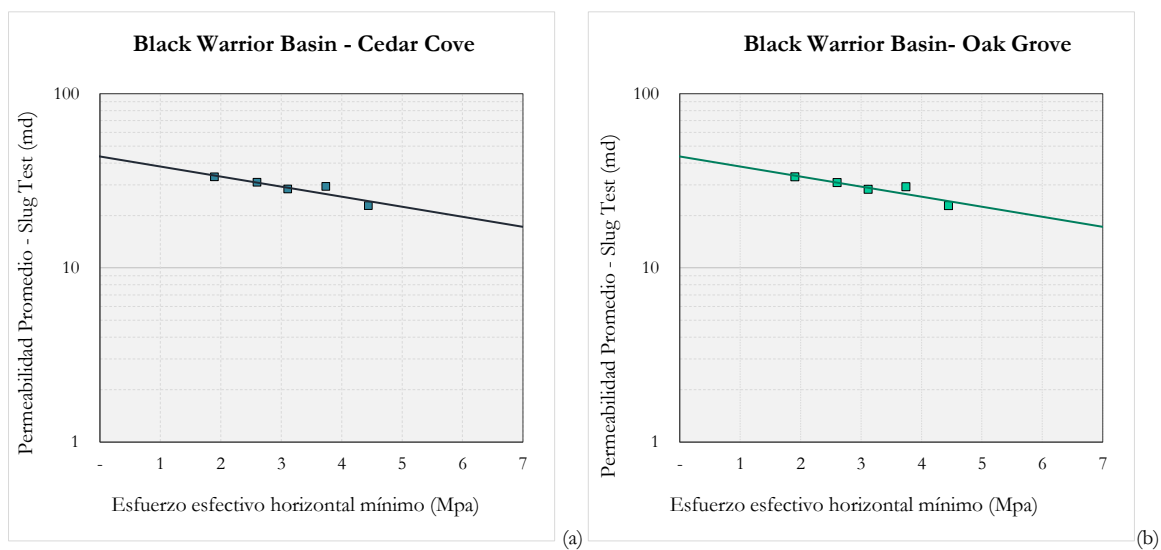


Figura 2-1. Correlación de la permeabilidad del yacimiento y el esfuerzo mínimo efectivo en el área de Cedar Gove y Oak Grove - Cuenca Black Warrior.

*Cuenca de San Juan - Pozos Valencia Canyon.* La cuenca de San Juan, se encuentra localizada entre los estados de Nuevo México y Colorado en el suroeste de los Estados Unidos. Es la cuenca de *CBM* más prolífica

del mundo ya que produce más de 2.5 Bcf/d en carbones de la formación Fruitland del cretáceo y se estima que contiene entre 43 a 49 Tcf de gas [13].

En la cuenca de San Juan se adquirió un conjunto de datos de permeabilidad a partir de pruebas de presión *DST* en la zona Valencia Canyon (VC). Las medidas de la permeabilidad se obtuvieron de tres pozos (VC 29-4, VC 32-1 y VC 32-4) terminados en la cuenca de San Juan [15].

El modelo de *Palmer y Mansoori* se calibró con las estimaciones de permeabilidad absoluta derivadas de los ensayos y datos publicados sobre la contracción del carbón como se muestra en la Figura 2-2. Los modelos de simulación del modelo calibrado coincidieron con el comportamiento inusual de la producción y la presión de fondo de pozo.

Las mediciones determinaron que la permeabilidad absoluta del sistema de fracturas naturales del carbón aumentó significativamente con la producción de gas. Este fenómeno hizo que las tasas de producción fueran mayores que las tasas esperadas durante historia de la producción temprana de los pozos.

El modelo de *Palmer* permitió ajustar las estimaciones del comportamiento de presión y de la permeabilidad utilizando rangos razonables de las propiedades en el modelo de simulación del yacimiento como se presenta en la Figura 2-2.

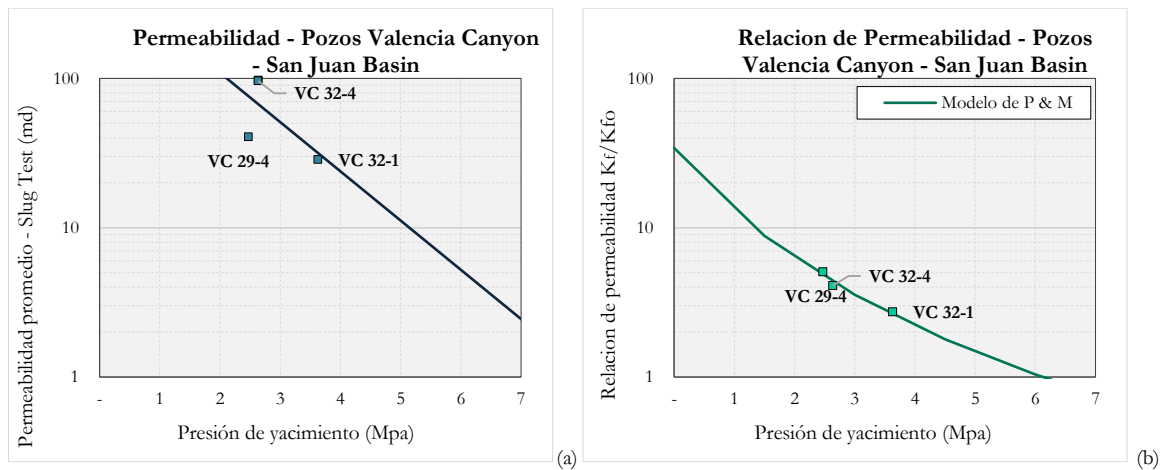


Figura 2-2. Correlación de la permeabilidad y la presión del yacimiento en el área de Valencia Canyon - Cuenca de San Juan.

## 2.2 Permeabilidad del carbón obtenida por pruebas de laboratorio

Las mediciones de laboratorio son una forma rentable para evaluar el comportamiento de la permeabilidad en los mantos de carbón ya que además de ser pruebas controladas tienden a proporcionar un conjunto de datos muy completo. Sin embargo, las condiciones de laboratorio son a menudo diferentes a las condiciones de campo por lo que la validación de los modelos de la permeabilidad del yacimiento se debe hacer con cuidado.

*Dabbous* (1974) realizó mediciones de la permeabilidad al aire y al agua de un gran número de muestras de los carbones de Pittsburgh y Pocahontas (Virginia), sometiénolas a diferentes ciclos de carga y descarga [16]. Obtuvo como resultado, una amplia variación en las medidas de la permeabilidad al aire y al agua para cada tipo de carbón ( $<0.01$  a  $>100$  md). El estudio concluyó que el incremento en la presión de sobrecarga tenía un efecto significativo sobre la disminución de la permeabilidad de los mantos de carbón y observó una histéresis considerable para las permeabilidades del gas, cómo se presenta en Figura 2-3.

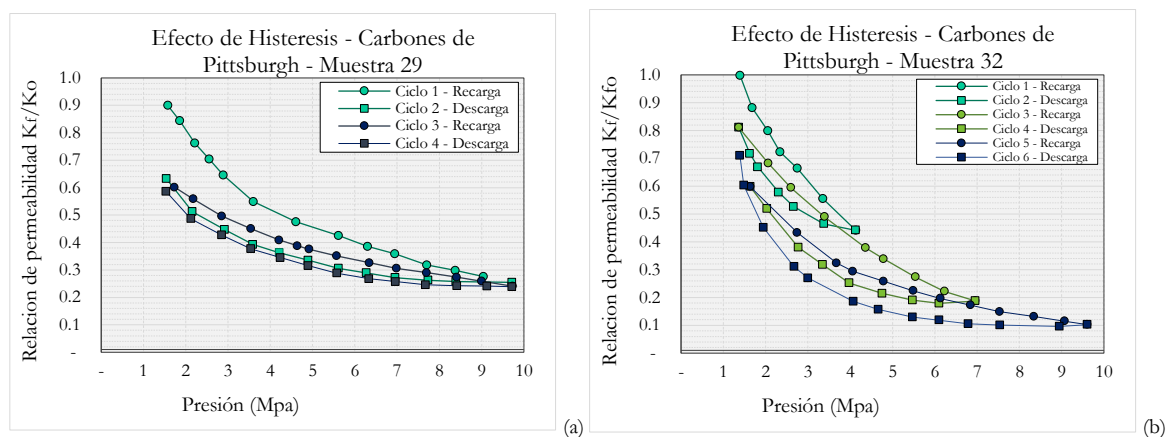


Figura 2-3. Efecto de histéresis sobre la permeabilidad a diferentes la presión de carga/descarga para los carbones de Pittsburgh

*Harpalani y Chen* (1997) determinaron que la permeabilidad al gas en muestras de carbón preservadas de la cuenca de San Juan, a diferencia de los yacimientos convencionales, se veía influenciada durante la producción de gas no solo por los cambios en el esfuerzo efectivo sino también por la deformación volumétrica de la matriz de carbón asociada a la desorción de gas.

Los resultados del estudio de *Harpalani* mostraron que para una disminución de la presión de 6.2 a 0.7 MPa, la permeabilidad total de la muestra de carbón aumentó más de 17 veces (relacionado con el efecto

de deformación volumétrica y el deslizamiento del gas) [17]. Cuando la presión del gas fue superior a 1.7 MPa, el efecto de la deformación volumétrica debida a la contracción de la matriz fue dominante. A medida que la presión del gas se redujo por debajo de 1.7 MPa, tanto el efecto de deslizamiento del gas como los efectos de contracción de la matriz jugaron un papel importante en el comportamiento de la permeabilidad. Finalmente, se encontró que el cambio en la permeabilidad asociado con la contracción de la matriz era linealmente proporcional a la deformación volumétrica de la roca, tal como se presenta en la Figura 2-4.

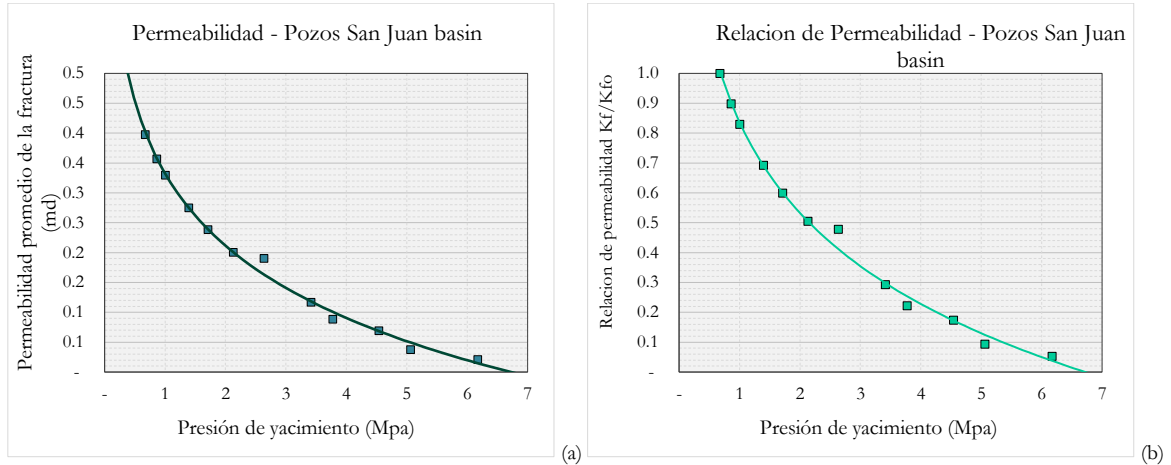


Figura 2-4. Variación medida en la permeabilidad con disminución de la presión del gas (Harpalani y Chen, 1997)

Robertson (2005) llevó a cabo una serie de experimentos en los cuales varió la presión de poro mientras mantuvo constante la presión de confinamiento, seleccionando como el punto de partida la condición de esfuerzo inicial para ser coherente con las pruebas de presión de sobrecarga. La deformación causada por la adsorción de gases las midió en muestras de carbón sub-bituminoso de la cuenca de Powder River de Wyoming de los Estados Unidos y en carbones bituminosos de alta volatilidad del este central de Utah. Con este experimento demostró que los procesos de expansión y contracción del carbón eran reversibles y que se podían obtener datos de deformación en un tiempo reducido [18].

Robertson obtuvo las curvas de deformación y medidas de permeabilidad para los carbones utilizando gases puros y mezclas de gases que incluían dióxido de carbono, nitrógeno y metano. Robertson aplicó una ecuación tipo *Langmuir* para modelar los datos de deformación obtenidos utilizando gases puros. La deformación inducida por sorción en el carbón sub-bituminoso fue mayor que el carbón bituminoso de alta volatilidad, para todos los gases analizados en el intervalo de presiones utilizadas en el experimento.

En la Figura 2-5 se presentan las curvas que relacionan la permeabilidad con la presión de poro para dos tipos de carbones sometidos al flujo de tres diferentes gases puros. Los cuadrados sólidos representan los datos de deformación para los mantos de carbón de Anderson y Gilson, mientras que las líneas representan el ajuste del modelo utilizando la ecuación de *Ian Palmer* aplicado.

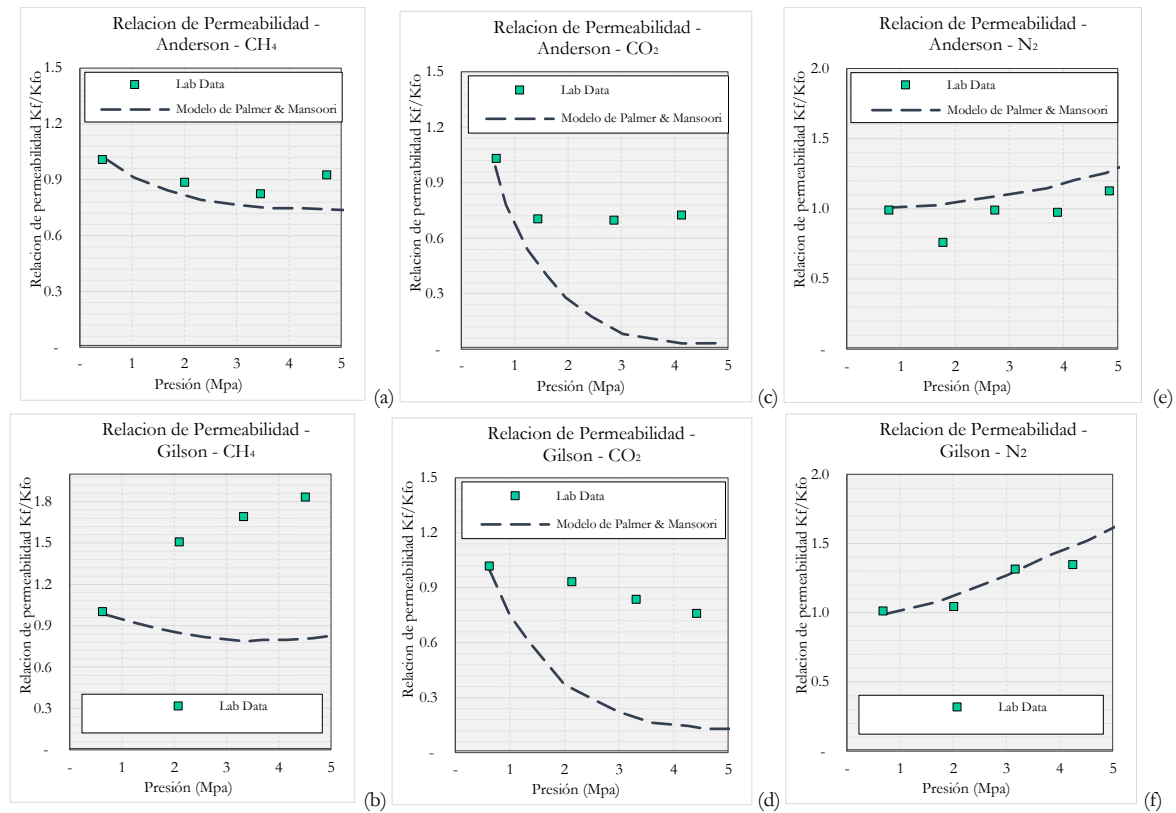


Figura 2-5. Resultados del modelo de *Palmer y Mansoori*, en comparación con los datos medidos de permeabilidad. Cuenca de Powder River.

*Mitra* (2012) utilizó una celda triaxial para medir la permeabilidad al gas, la adsorción, la expansión y las propiedades geomecánicas de diferentes núcleos de carbón variando la presión de poro. Para saturar el carbón utilizó CH<sub>4</sub> (ajustado por un modelo de adsorción de gas mixto utilizando la ecuación de sorción extendida de *Langmuir*) en un núcleo de la cuenca de San Juan. Los núcleos se sometieron inicialmente a una presión de confinamiento de 9.6 MPa y un esfuerzo axial de 14.5 MPa. Durante el experimento, el esfuerzo horizontal total (estrictamente radial) se redujo gradualmente de 9.6 a 0.75 MPa a medida que la presión de los poros se redujo de un valor inicial de 6.2 MPa a 0.4 MPa, mientras que el esfuerzo axial aplicado permaneció constante con el fin de simular las condiciones originales del yacimiento [19].

La Figura 2-6 presenta los resultados de la relación de la permeabilidad estimada con respecto a su valor inicial. Los resultados mostraron un aumento constante a medida que la presión de los poros se redujo y eventualmente se registró un aumento de la permeabilidad de casi 13 veces al final del experimento.

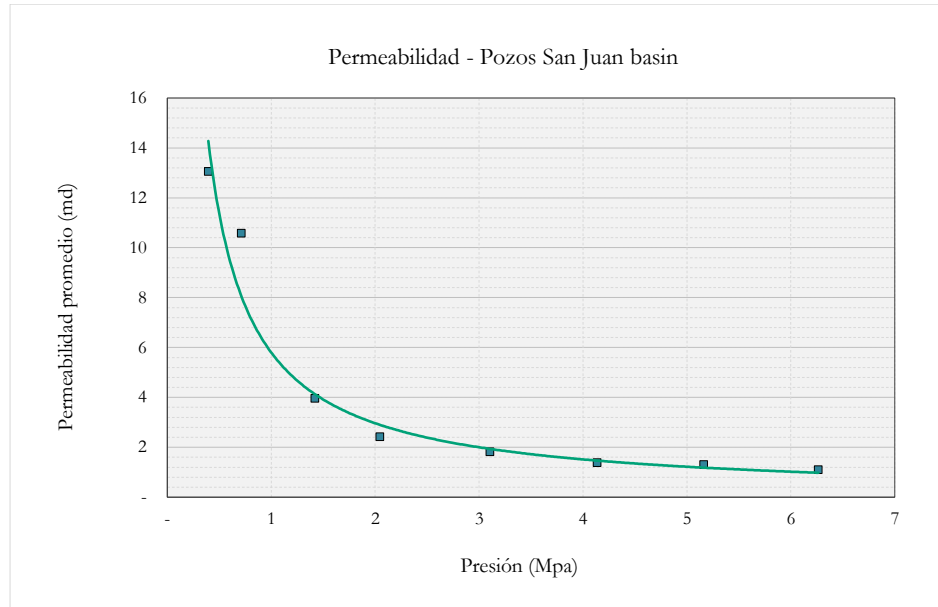


Figura 2-6. Resultados del modelo de *Shi y Durucan* en comparación con los datos medidos de permeabilidad. Cuenca de san Juan.

La comparación de los resultados de las pruebas controladas de laboratorio con el espectro de modelos indica que estos tienen aún deficiencias para ajustar los resultados obtenidos. La mayoría de modelos no consideran el efecto de las interacciones de la matriz y la fractura sobre la evaluación de la permeabilidad.

A pesar de que el impacto de las interacciones de la matriz-fractura se introdujo en el modelo de permeabilidad de *Shi y Durucan*, 2004 y *Connell*, 2010, sin tecnologías experimentales adecuadas, ninguno de los experimentos presentados puede representar el comportamiento de la permeabilidad en función de la relación entre la deformación por expansión y la contracción con respecto a las interacciones dinámicas de la matriz y la fractura.

## Capítulo 3 – Desarrollo de un modelo de Permeabilidad asociado al comportamiento de los mantos de carbón

El propósito principal de este trabajo es construir un modelo que ajuste la permeabilidad de los mantos de carbón considerando las interacciones de la matriz y de la fractura. Para lograr este propósito el estudio partió de los siguientes supuestos:

- 1- Se considera una geometría de red cubica y homogénea para representar la estructura típica de los mantos de carbón a partir de un modelo de doble porosidad.
- 2- El modelo de permeabilidad desarrollado incorporará el efecto de las interacciones de la matriz y la fractura, teniendo en cuenta factores claves como la contracción y expansión de la roca derivados de la reducción de la presión de poro y a la desorción del gas durante las etapas de producción del yacimiento.
- 3- El modelo de permeabilidad se desarrollará a través de un enfoque integrado de análisis conceptual mediante un modelamiento teórico.
- 4- Se asumirán diferentes condiciones de frontera, como lo es un sistema isotrópico con deformación uniaxial y esfuerzos horizontales iguales.
- 5- Se partirá de la teoría de la poroelasticidad para incorporar el efecto geomecánico y de la teoría de Langmuir para representar la deformación inducida por la sorción del gas desde la matriz de la roca.
- 6- No se modelará el efecto dinámico entre la interacción de la roca con los fluidos del yacimiento.

Para el análisis de la permeabilidad del carbón se estudiará en principio el comportamiento de la porosidad del volumen fracturado de la roca el cual se modela como un sistema discontinuo de fracturas (medio que comprende tanto la matriz como el sistema de fracturas) como se ilustra en la Figura 3-1.

Aunque la geometría de la red cubica no puede ajustarse en un 100% en forma a la descripción del modelo conceptual presentado en la Figura 3-1 es claro que los *cleats* están orientados ortogonalmente entre sí. Debido a la aparente ortogonalidad del sistema de fracturas, la selección de una geometría cúbica para los bloques de la matriz parece ser una opción más razonable ya que el sistema puede modelarse isotrópicamente con respecto a la expansión y contracción o a la deformación mecánica de la roca.



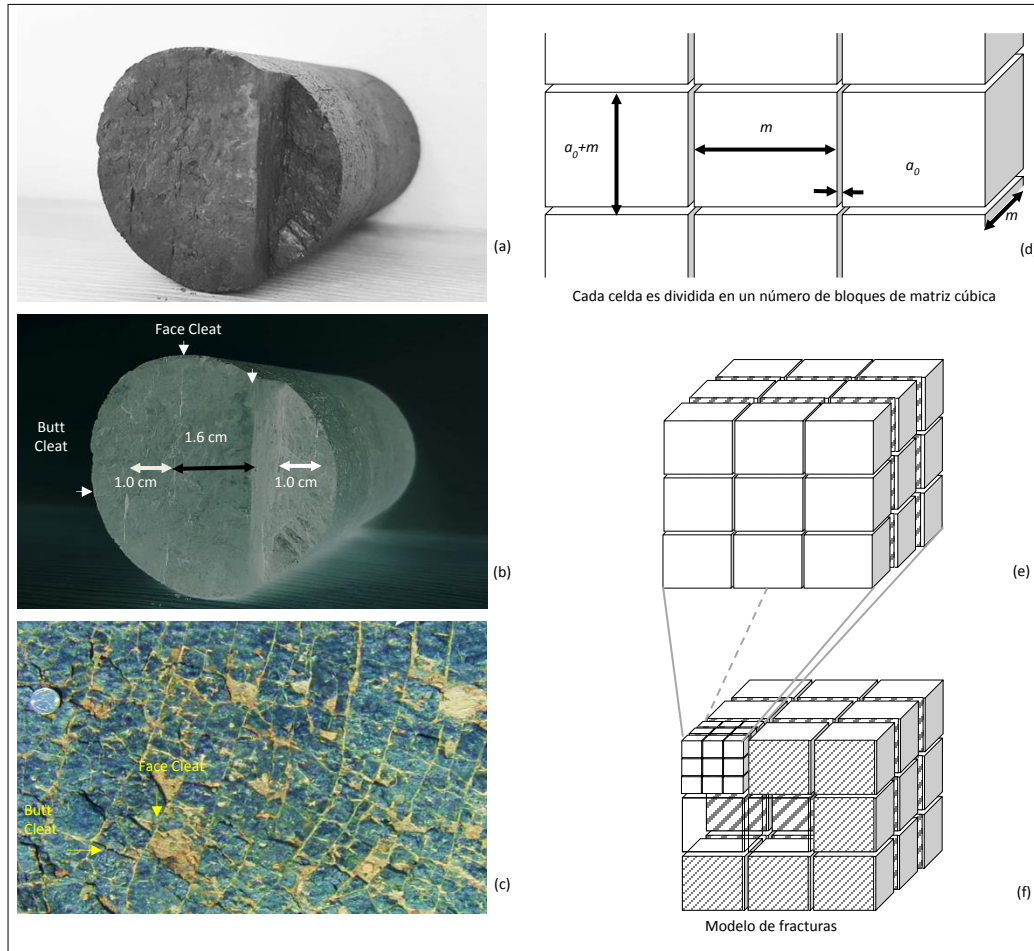


Figura 3-1. Diagrama esquemático de modelo cubico de bloques. (a, b) fotografía de núcleo de carbón con sistemas de *cleast* de la Formación los cuervos-Drummond. (c) sistemas de *cleast en* afloramiento de manto de carbón de la Formación Mary Lee, Alabama. (d) dimensiones iniciales de modelo conceptual de fracturas. (e) y (f) Modelo cubico de bloques de fracturas en diferentes dimensiones.

El espaciamiento entre los bloques de la Figura 3-1 representa tres conjuntos de fractura ortogonales entre sí, las cuales pueden tener diferentes espesores y propiedades elásticas en las diferentes direcciones. Los cambios en la permeabilidad del carbón se determinan mediante una redistribución de esfuerzos que actúan en el medio.

El volumen de control para el modelo cúbico representado en la Figura 3-1 asume una dimensión  $m$  igual para la altura, el ancho y la profundidad de los bloques de la matriz y una y una dimensión inicial  $a_0$  para el espesor de los *cleasts* que separan los bloques de la matriz. El modelo conceptual para modelar la porosidad inicial de la fractura se puede derivar de la geometría cúbica expuesta en la Figura 3-1, el

resultado constituye una ecuación ligeramente diferente de los otros modelos de porosidad (*Palmer y Mansoori*, 1998; *Shi y Durucan* 2003) que también asumen el mismo tipo de geometría.

En el desarrollo del modelo se asume que la porosidad efectiva de la matriz tiende a cero, lo cual permite modelar al sistema de fracturas como un único medio interconectado de espacio vacío  $V_f$ . La porosidad inicial de la fractura se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_{f0} = \frac{V_f}{V_{t0}} = \frac{V_{t0} - V_{cubo}}{V_{t0}} = \frac{V_{t0} - m^3}{V_{t0}} = \frac{(m + a_0)^3 - m^3}{(m + a_0)^3} = \frac{3m^2a_0 + 3ma_0^2 + a_0^3}{m^3 + 3m^2a_0 + 3ma_0^2 + a_0^3} \quad (3-1)$$

Assumiendo que  $a_0 \ll m$ , es posible eliminar los términos que potencian el espesor de las fracturas, por lo tanto la ecuación (3-1) se convierte en:

$$\phi_{f0} = \frac{3m^2a_0}{m^3 + 3m^2a_0} = \frac{3a_0}{m + 3a_0} \quad (3-2)$$

Esta ecuación será útil para desarrollar el modelo de permeabilidad que se quiere obtener en este estudio.

La Figura 3-2 representa la variación de la porosidad teórica de la fractura teórica con diferentes tamaños de bloques y espesores de las fracturas. Este gráfico se creó usando la ecuación (3-2) y es notable la dependencia de la porosidad de las fractura con la escala medida.

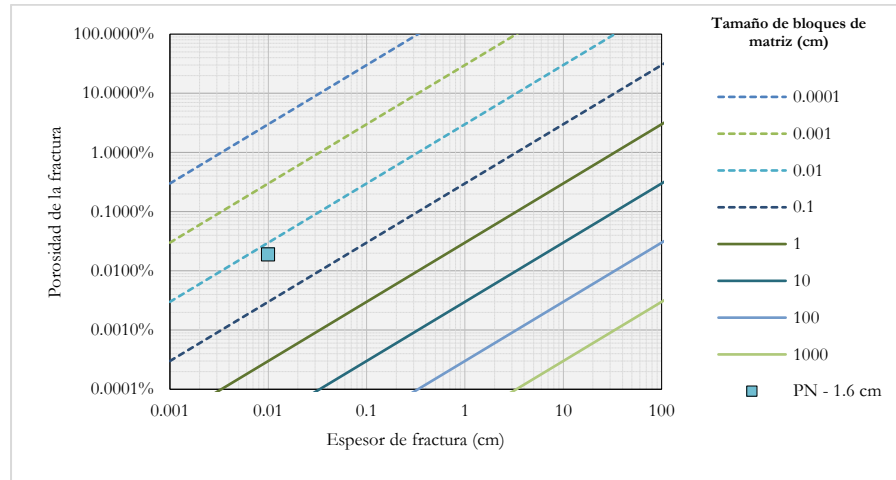


Figura 3-2. Comportamiento de la porosidad de la fractura para diferentes tamaños de bloques y espesores de la fractura

Los cambios de la permeabilidad del carbón pueden definirse como una función de la variación del espesor de las fracturas en las direcciones del plano cartesiano,  $\Delta a$ . La variación del espaciamiento del medio poroso se estima a través de una relación de reducción del módulo elástico  $R_m = E/E_m$ . Se asume además que la matriz del carbón es funcionalmente impermeable y que el flujo dominante del fluido se produce a través del sistema de fracturas.

Es posible por lo tanto estimar el cambio de la permeabilidad de las fracturas en función de la deformación del sistema (matriz /fractura). El diagrama esquemático para representar el cambio del espaciamiento de la fractura y el esfuerzo aplicado se muestra en la Figura 3-3. El cambio del espaciamiento de las fracturas inducido por la variación del esfuerzo puede ser calculado como:

$$\Delta a = (a_0 + m) \left( \frac{\Delta \sigma_i}{E} \right) - m \left( \frac{\Delta \sigma_i}{E_m} \right) = m(1 - R_m) \left( \frac{\Delta \sigma_i}{E} \right) + a_0 \left( \frac{\Delta \sigma_i}{E} \right) \quad i=x, y, z \quad (3-3)$$

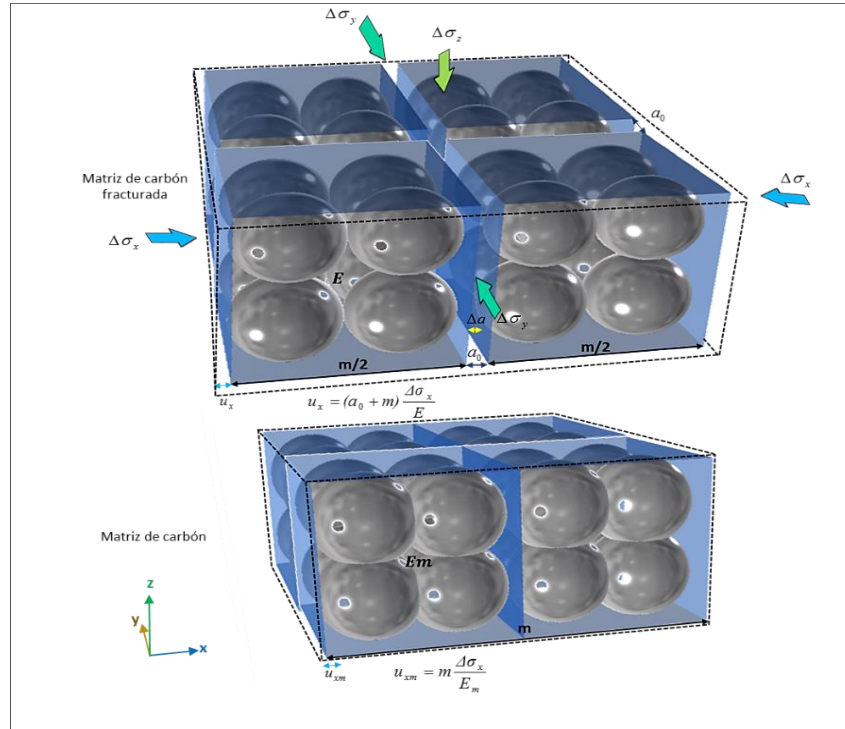


Figura 3-3. Modelo de cambio del espaciamiento de la fractura y el esfuerzo aplicado en muestra de carbón

Ya que el módulo de *Young* es un valor que relaciona el esfuerzo con la deformación de un material elástico como  $\frac{\Delta \sigma_i}{\Delta \varepsilon_i}$ . La mayoría de mantos de carbón se comportan como cuencas pasivas (los esfuerzos

horizontales tienden a ecualizarse  $\Delta\sigma_x = \Delta\sigma_y$ ). Por lo anterior deformaciones en los ejes  $x$  y  $y$  serían iguales y la ecuación (3-3) puede ser reescrita en términos de la deformación de la fractura en la dirección del plano  $i$ , como:

$$\Delta\varepsilon_f = \frac{\Delta a}{a_0} = \left[ \frac{m(1-R_m)}{a_0} + 1 \right] (\Delta\varepsilon_i) \quad i=x, y, z \quad (3-4)$$

Como  $a_0$  tiende a hacerse pequeño, la ecuación (3-4) puede escribirse como

$$\Delta\varepsilon_{fi} = \frac{\Delta a}{a_0} = \left[ \frac{m(1-R_m)}{a_0} \right] (\Delta\varepsilon_i) \quad i=x, y, z \quad (3-5)$$

La cantidad y tipo de gas adsorto tiene un fuerte impacto en la permeabilidad de los *cleats* del carbón. La contracción que ocurre dentro de los bloques de la matriz de carbón cuando se inyectan diferentes gases en los mantos de carbón (como método de recobro mejorado) genera un efecto significativo en el comportamiento de la permeabilidad. Ser capaz de predecir con precisión los cambios de la permeabilidad en los mantos de carbón a medida que se produce o se inyecta gas es importante para diseñar las instalaciones de superficie, predecir las tasas de producción e inyección y prever la rentabilidad económica de las operaciones derivadas.

Las mediciones de laboratorio han demostrado que el carbón puede expandirse hasta alcanzar un volumen que incrementa levemente con respecto al volumen inicial del yacimiento, mientras que los resultados de campo han demostrado que el aumento en el tiempo de extracción de gas puede generar la estabilización gradual de la permeabilidad.

La desorción de gas en la matriz de carbón induce a la expansión, reduce los esfuerzos efectivos y provoca un efecto elástico. Si la expansión de la estructura está restringida a sus alrededores ocurre que la permeabilidad de la fractura se reduce hasta alcanzar en algunos casos el cierre total del espaciamiento de los *cleats*. Cuando se toma en consideración la expansión del carbón, el cambio en el espaciamiento  $\Delta a$  se hace dependiente del mecanismo de cierre o apertura inducida por la sorción y del esfuerzo cuando la presión de confinamiento permanece constante.

La deformación real en los mantos de carbón puede ser reemplazada por la suma de la deformación inducida por el cambio en esfuerzos y la deformación inducida por la sorción de gas representada por una función tipo *Langmuir* bajo la hipótesis de un sistema isotrópico, homogéneo y basado en la relación entre la deformación lineal y la deformación volumétrica (Harpalani, 1990; Cui y Bustin, 2005). En consecuencia la deformación total puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta \varepsilon_i = \Delta \varepsilon_{Mi} + \frac{1}{3} \Delta \varepsilon_s = \Delta \varepsilon_{Mi} - \frac{\varepsilon_s}{3} \left( \frac{P_r}{P_r + P_l} - \frac{P_0}{P_0 + P_l} \right) = \Delta \varepsilon_{Mi} + \frac{\varepsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \quad i=x, y, z \quad (3-6)$$

$\varepsilon_s$  y  $P_l$  se obtienen midiendo los valores de deformación con los cambios de presión de poro  $P_r$ . El parámetro de deformación inducida por sorción puede entonces ser incluido en las ecuaciones utilizadas para calcular la permeabilidad en los mantos de carbón (Palmer y Mansoori, 1998; Shi y Durucan 2003 y Robertson y Christiansen, 2006). Si el parámetro  $\varepsilon_s$  no es medido o conocido se puede asumir los parámetros de yacimientos análogos. La mayoría de las medidas de deformación inducida por sorción publicadas en la literatura se han obtenido mediante el uso de extensómetros en muestras de carbón.

La teoría de *Langmuir* sugiere que la expansión inducida por la adsorción de mezclas de gases puede predecirse con base en las constantes de *Langmuir* que definen la forma del gas puro en las curvas de deformación. Las constantes de deformación de los diferentes gases pueden utilizarse para calcular la deformación total inducida por sorción de la mezcla gases mediante la aplicación de la teoría de *Langmuir*.

La ecuación (1-9) es una versión extendida de la ecuación de *Langmuir* modificada para representar la deformación por sorción obtenida en una mezcla de gases. Robertson (2008) estimó mediante pruebas de laboratorio la magnitud de la deformación por sorción para gases puros ( $N_2$  y  $CH_4$ ) en muestras de carbón subbituminoso de los mantos de carbón de Anderson (California), los resultados de las pruebas se presentan en la Figura 3-4.

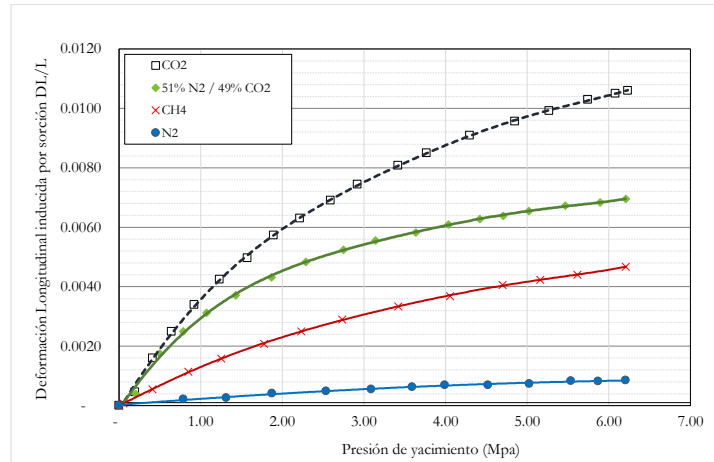


Figura 3-4. Curvas de deformación por expansión lineal estimadas utilizando muestras de carbón subbituminoso de la cuenca de Powder River

El comportamiento de la deformación inducida por sorción es básicamente una función de los componentes del gas adsorto, así como del rango del carbón y probablemente de otros factores tales

como la temperatura. Para efectos del presente estudio se hará uso de los datos de deformación medidos en los mantos de carbón de Anderson para estimar el comportamiento del modelo de permeabilidad desarrollado.

La deformación real en los mantos de carbón se estima como la diferencia de la deformación mecánica con respecto a la deformación por sorción. La componente de la deformación mecánica se determina suponiendo que se aplica un esfuerzo sobre una sección longitudinal de la capa de carbón, es decir  $\sigma_x/E$

y produce un cambio longitudinal igual a  $-\frac{\nu}{E}\sigma_y\left(1+\frac{\sigma_z}{E}\right)$ , pero como  $\sigma_x/E$  es una deformación elástica,

esta puede despreciarse con respecto a la unidad y la podemos eliminar. Luego la deformación real en los ejes  $x$  y  $y$ , podrá ser representada por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta\epsilon_x = \Delta\epsilon_{Mx} + \frac{1}{3}\Delta\epsilon_s = \frac{1}{E}[\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] + \frac{\epsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \quad (3-7)$$

$$\Delta\epsilon_y = \Delta\epsilon_{My} + \frac{1}{3}\Delta\epsilon_s = \frac{1}{E}[\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] + \frac{\epsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \quad (3-8)$$

La deformación uniaxial es una condición que es considerada comúnmente en los yacimientos de gas y corresponde a un estado de deformación en la que uno de los componentes de los esfuerzos que actúan en una estructura porosa no es igual a cero. Esto es, cuando un volumen de carbón está limitado en su desplazamiento y está parcialmente controlado por el cambio del esfuerzo, ninguna fuerza adicional a la mecánica se desarrollará en la dirección vertical de la estructura, mientras que los esfuerzos agregados variarán en las direcciones remanentes.

Una manera simple de determinar la magnitud del esfuerzo resultante en una muestra de carbón en el laboratorio es dejando que el carbón se expanda libremente debido a la absorción de gas y posteriormente, realizando pruebas de esfuerzo en la dirección axial de la muestra. En tal caso, el cambio de la presión de poro estará directamente relacionado con la variación del esfuerzo de confinamiento.

Bajo la condición de deformación uniaxial (deformación en  $x$  y  $y$  igual a cero) y recordando que los mantos de carbón se comportan como cuencas pasivas (los esfuerzos horizontales tienden a equalizarse), las ecuaciones (3-7) y (3-8) se reducen a:

$$\Delta \varepsilon_x = \Delta \varepsilon_y = \frac{1}{E} [(1-\nu)\sigma_{Mx} - \nu\sigma_{Mz}] + \frac{\varepsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} = \frac{\varepsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \quad (3-9)$$

La deformación mecánica vertical es mucho mayor que la deformación producto de la expansión del gas por sorción, luego la deformación vertical se estima únicamente como un efecto de la deformación mecánica y se elimina el término de la sorción así:

$$\Delta \varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - 2\nu\sigma_x] = \frac{\sigma_z}{E} \frac{(1-\nu-2\nu^2)}{(1-\nu)} \quad (3-10)$$

Sustituyendo las ecuaciones de deformación en la ecuación (3-5) y realizando una redistribución de las deformaciones volumétricas, se obtiene:

$$\Delta \varepsilon_{fi} = \frac{\Delta a}{a_0} = \left[ \frac{m(1-R_m)}{a_0} \right] \left( \frac{2}{3} \left[ \frac{\varepsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \right] + \frac{1}{3} \left[ \frac{\sigma_z}{E} \frac{(1-\nu-2\nu^2)}{(1-\nu)} \right] \right) \quad (3-11)$$

La deformación volumétrica se puede definir además como:

$$\varepsilon_v = \frac{\Delta V_t}{V_{t0}} = \frac{V_{t0} - V}{V_{t0}} = \frac{V_{m0} + V_{f0} - V_m - V_f}{V_{t0}} = \frac{V_{f0} - V_f}{V_{t0}} = \varphi_{f0} - \varphi_f \quad (3-12)$$

La ecuación de *Reiss* (1-1) puede utilizarse para estimar la variación de la permeabilidad con respecto a la porosidad inicial definida en la ecuación (3-12) que relaciona el cambio de la permeabilidad con respecto al espesor de la fractura como:

$$\frac{k_f}{k_{f0}} = \left( \frac{\varphi_f}{\varphi_{f0}} \right)^3 = \left( \frac{\varphi_{f0} - \varepsilon_v}{\varphi_{f0}} \right)^3 = \left( 1 - \frac{\varepsilon_v}{\varphi_{f0}} \right)^3 \quad (3-13)$$

Despejando la variable “ $m$ ” de la ecuación (3-2) y sustituyendo el resultado en la ecuación (3-11) la ecuación (3-13) puede ser escrita como:

$$\frac{K_f}{K_{f0}} = \left[ 1 - \frac{3(1-R_m)(1-\varphi_{f0})}{\varphi_{f0}^2} \left( \frac{2}{3} \left[ \frac{\varepsilon_s P_l (P_r - P_0)}{3(P_l + P_0)(P_l + P_r)} \right] + \frac{1}{3} \left[ \frac{\sigma_z}{E} \frac{(1-\nu-2\nu^2)}{(1-\nu)} \right] \right) \right]^3 \quad (3-14)$$

La expresión que relaciona la permeabilidad inicial de las fracturas ( $K_{f0}$ ) puede estimarse con base en las dimensiones específicas del sistema fracturado obtenido en la Figura 3-3.

Aunque la relación entre la permeabilidad inicial y la porosidad ya ha sido demostrada por otros autores, es importante exponer la derivación relacionada con esta geometría específica de bloque cúbico con el fin de entender claramente la relación de la permeabilidad y la geometría de red planteada.

El sistema de fracturas mostrado en la Figura 3-3 asume que el fluido fluye sólo en la dirección de las *face cleats* y este supuesto simplificado permite aproximar el modelo de flujo de los carbones a través de conductos rectangulares. *Janna* (1983) describió la velocidad media de flujo laminar a través de un conducto rectangular utilizando la siguiente expresión [20]:

$$V_0 = \frac{a_0^2 \Delta P}{12L\mu} \quad (3-15)$$

En la ecuación (3-15)  $\Delta P$  es la diferencia de las presiones a la entrada y la salida de una longitud de conducto  $L$  y  $\mu$  es la viscosidad del fluido.

El caudal de cualquier fluido en un conducto regular será igual a la velocidad del fluido multiplicada por el área de sección transversal de flujo ( $Q_0 = V_0 \cdot A_0$ ) y ya que para un conducto el área  $A_0$  es igual al producto de la altura ( $m$ ) y el espesor ( $A_0 = a_0 \cdot m$ ), se obtiene como resultado la siguiente ecuación para la velocidad a través de un conducto rectangular en función del caudal y de las dimensiones de la fractura:

$$V_0 = Q_0 / a_0 m \quad (3-16)$$

Sustituyendo la ecuación (3-16) en la ecuación (3-15), se obtiene el flujo total  $Q_0$ , a través de múltiples fracturas ( $n$ ):

$$Q_0 = n \frac{a_0^3 m \Delta P}{12\mu L_0} \quad (3-17)$$

De la ley de *Darcy* para flujo a través de un medio poroso:

$$Q_0 = \frac{k_{f0} A_0 \Delta P}{\mu L_0} \quad (3-18)$$

Donde  $k_{f0}$  es la permeabilidad inicial del medio poroso o del medio fracturado.

El área de la sección transversal del flujo se puede calcular con las dimensiones de la matriz y la fractura ( $m$  y  $a_0$ ) y el número de fracturas y asumiendo nuevamente que  $a_0 \ll m$  se obtiene por lo tanto la siguiente expresión:

$$A_0 = n(m + a_0)^2 = n(m^2 + 2ma_0 + a_0^2) = nm^2 \quad (3-19)$$

Sustituyendo la ecuación (3-19) en la ecuación (3-18) e igualando la ecuación resultante con la expresión de flujo (3-17) se obtiene:

$$\frac{K_{f0} nm^2 \Delta P}{\mu L_0} = \frac{nm a_0^3 \Delta P}{12\mu L_0} \quad (3-20)$$



Resolviendo la ecuación para la permeabilidad se consigue la expresión para estimar la permeabilidad inicial derivada del flujo de fluidos a través de placas paralelas que es aplicable a un medio fracturado de geometría cúbica:

$$K_{f0} = \frac{a_0^3}{12m} \quad (3-21)$$

## Capítulo 4 – Análisis de resultados

La permeabilidad vertical del carbón está determinada principalmente por la deformación inducida por la contracción mecánica de la matriz, mientras que la permeabilidad horizontal está determinada por deformación debida a la expansión que a su vez, está influenciada por la deformación mecánica. Para ilustrar este comportamiento se utiliza el conjunto de parámetros mostrados en la Tabla 4-1 para estimar las permeabilidades direccionales bajo diferentes escenarios de deformación. Así, cuando la deformación del sistema de fractura es cero (no se induce cambios de permeabilidad en la estructura) lo que es equivalente a que las relaciones de permeabilidad son iguales a uno.

Por otra parte, si la deformación de la fractura es alto, se induce a un máximo cambio que incrementa la permeabilidad horizontal y disminuye para la permeabilidad vertical hasta volverse asintótico como se muestra en la Figura 4-1.

Tabla 4-1. Resultados de parámetros experimental de contracción del carbón por desorción de gas

Parámetros de entrada	Rango	Referencia	Valor seleccionado
Módulo de <i>Young</i> ( $E$ ) - MPa-	2,070-4,140	Levine [7]	3,070
	3,600	Mayor y Vaughn [12]	
	855-3,070	Mayor y Vaughn [12]	
	3,450	Seidle [21]	
	5,425	Harpalani y Mitra [19]	
Relación de Poisson ( $\nu$ ) -Adimensional-	0.23-0.4	Levine [7]	0.32
	0.35	Mayor y Vaughn [12]	
	0.33	Seidle [21]	
	0.37	Harpalani y Mitra [15]	
	0.32	Gray [1]	
	0.20-0.50	Shi y Durucan [9]	
Porosidad Inicial ( $\phi_{f_0}$ ) -porcentaje-	0.1-0.5	Mayor y Vaughn [12]	0.50
	0.05-0.75	Young	
Presión de <i>Langmuir</i> ( $P_l$ ) -MPa-	4.0	Mayor y Vaughn [12]	4.32
	4.3-6.3	Levine [7]	
	3.0	Seidle et al [21]	
	4.0	Pan y Connell [13]	
Factor de compresión por sorción ( $\varepsilon_s$ ) -Adimensional-	0.00507-0.04389	Shi y Durucan [9]	0.01045
	0.01264	Mayor y Vaughn [12]	
	0.00754-0.0136	Levine [7]	
	0.01075	Pan y Connell [13]	

Los resultados del modelo muestran que la permeabilidad horizontal del carbón aumenta con la disminución de la presión de poro como resultado de la desorción continua del gas desde la matriz del carbón hacia el sistema de fracturas. Este comportamiento único de los yacimientos de *CBM* genera diferentes efectos en la relación de permeabilidad del carbón ante el cambio en el esfuerzo efectivo, es decir, los cambios de la permeabilidad se determinan a partir de la expansión del carbón y la variación de la presión de poro.

En la Figura 4-1 se comparan los resultados del modelo de permeabilidad para un volumen constante con respecto al escenario de deformación uniaxial en la dirección *z*. Cuando el volumen de la matriz del carbón es constante, la deformación se produce por la expansión y contracción de las fracturas; para el caso de deformación uniaxial, sólo una porción de las fracturas contribuye con la deformación total debido a que no hay una condición que restrinja la deformación vertical. El impacto de la relación del módulo elástico "*R<sub>m</sub>*" como variable de ajuste en el modelo de permeabilidad del carbón se ilustra en la Figura 4-1.

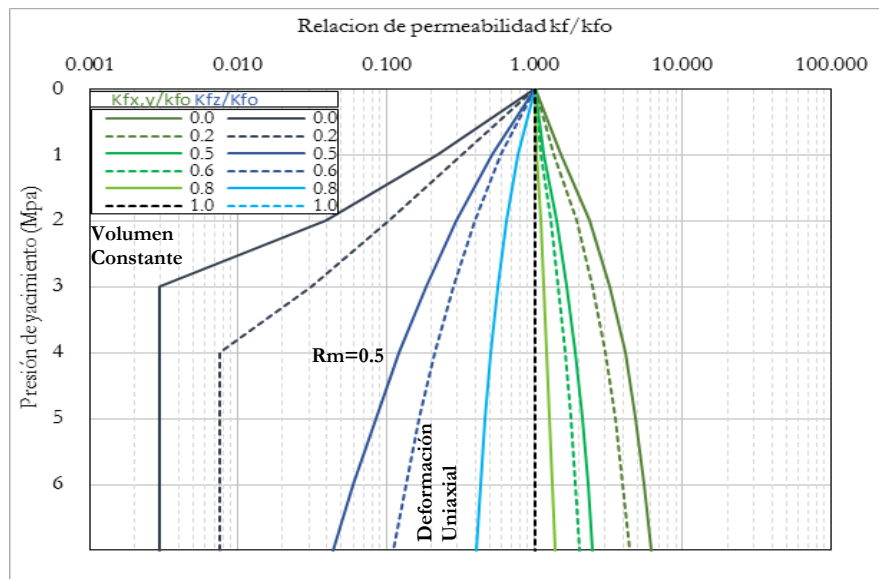


Figura 4-1. Resultado de variación de la permeabilidad del carbón en función de la presión de poro

Cuando las fracturas de la masa del carbón son infinitamente pequeñas, el volumen de roca permanece constante cuando varía la presión de poro (módulo de *Young* del medio fracturado igual al módulo de *Young* de la matriz de carbón,  $R_m=1$ ). Por otra parte, si la matriz de carbón se comporta como un material rígido la respuesta de la deformación de la estructura será equivalente solo a la deformación de las fracturas, entonces se producirá un cambio máximo de permeabilidad ( $R_m=0$ ). La relación de

permeabilidad de la ecuación (3-14) representa la medida de permeabilidad absoluta de la fractura en relación a la permeabilidad inicial de la estructura carbonosa.

La Figura 4-2 y la Figura 4-3 muestran los resultados de la evaluación de la contribución de los parámetros del modelo desarrollado sobre la variación de la permeabilidad. En principio es evidente la sensibilidad del modelo de permeabilidad en la dirección vertical y horizontal con el cambio en la constante de deformación inducida por sorción. Un gas con una mayor constante de deformación como por ejemplo el  $\text{CO}_2$  en relación con el  $\text{CH}_4$  puede generar una mayor expansión de la matriz del carbón, una mayor apertura de la fractura y una reducción de la permeabilidad horizontal (Figura 4-2- a).

Cuando el impacto de la deformación por expansión de la roca es suficientemente grande, se produce una disminución de la permeabilidad, la cual se recupera y aumentará como una solución teórica a la condición de presión de confinamiento constante. Todos los experimentos llevados a cabo en las muestras de carbón saturadas con gas, presentan este comportamiento: la permeabilidad disminuye por efecto de la reducción de la presión de poro y aumenta posteriormente como resultado de la desorción del gas.

La porosidad también juega un papel importante en el cambio de la permeabilidad, especialmente en rangos bajos como se muestra en la Figura 4-2 (b). Esto es debido a que el cambio de permeabilidad está supeditado por el cambio de la porosidad. Así, dentro de los yacimientos de porosidad extremadamente baja la disminución de un volumen del poro da lugar a una reducción significativa en las vías transversales de flujo.

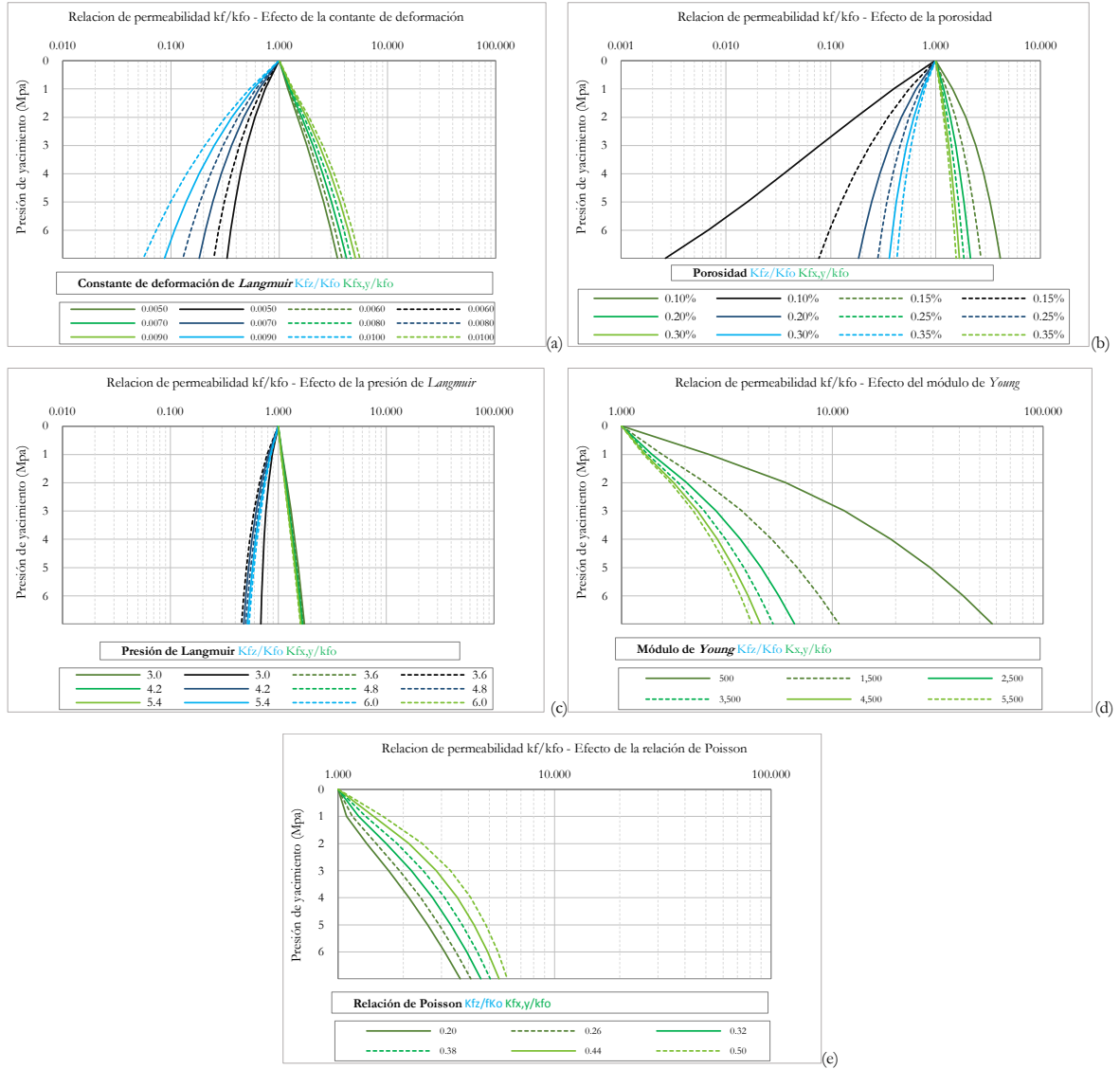


Figura 4-2. Evaluación de contribución de parámetros del modelo de permeabilidad desarrollado: (a) parámetro de expansión por sorción de gas, (b) efecto de la porosidad, (c) efecto de la presión de *Langmuir*, (d) efecto del módulo de *Young* y (e) efecto de la variación de la relación de *Poisson*.

Se desarrolló una simulación estadística para estimar la respuesta del modelo de permeabilidad ante múltiples escenarios de distribuciones de probabilidades (lognormal y normal) de las variables del modelo. Las simulaciones se realizaron utilizando el software *Crystal Ball* 2014 el cual puede realizar estos ensayos (o escenarios) seleccionando aleatoriamente valores entre las posibilidades definidas (rango y forma de la distribución) para cada variable del modelo y posteriormente recalculando la función objetivo del modelo de trabajo para cada escenario analizado.

El tipo de distribución se selecciona basado en las condiciones que rodean las variables. Los valores mínimo, máximo y promedio referidos en la Tabla 4-1 se utilizaron para establecer la distribución de las

variables en el diseño programado. Se realizaron 10,000 corridas de simulación con las cuales se obtuvo la serie de histogramas de resultados relacionados con el cuadro de probabilidades desarrolladas para las diferentes presiones evaluadas.

La Figura 4-3 y la Figura 4-4 muestran los pronósticos de la distribución de frecuencia (estabilización beta y normal) para la respuesta de la relación de permeabilidad, al igual que las estadísticas y la certeza de cualquier resultado (porcentaje de ocurrencia de que el valor de permeabilidad en particular caiga dentro de un rango determinado). Los resultados de las predicciones permiten estimar por lo tanto la probabilidad de obtener un valor de permeabilidad según las características del yacimiento.

La contribución del impacto de las variables en la predicción de los valores de permeabilidad se obtiene a partir de un diagrama de Pareto con base en los resultados obtenidos en la simulación. Este diagrama permite identificar los factores que inciden fuertemente en la incertidumbre del comportamiento de la permeabilidad. Se identificó que la porosidad inicial de las fracturas, la contante de deformación de *Langmuir* y la relación del módulo elástico eran los parámetros que más impacto generaban en la variación del modelo de permeabilidad expuesto.

El análisis de sensibilidad permitió enfocar el ajuste de los datos de laboratorio utilizando estos parámetros. El impacto de las variables analizadas en el modelo y los pronósticos de distribución de frecuencias se presentan en la Figura 4-3 a la Figura 4-5.

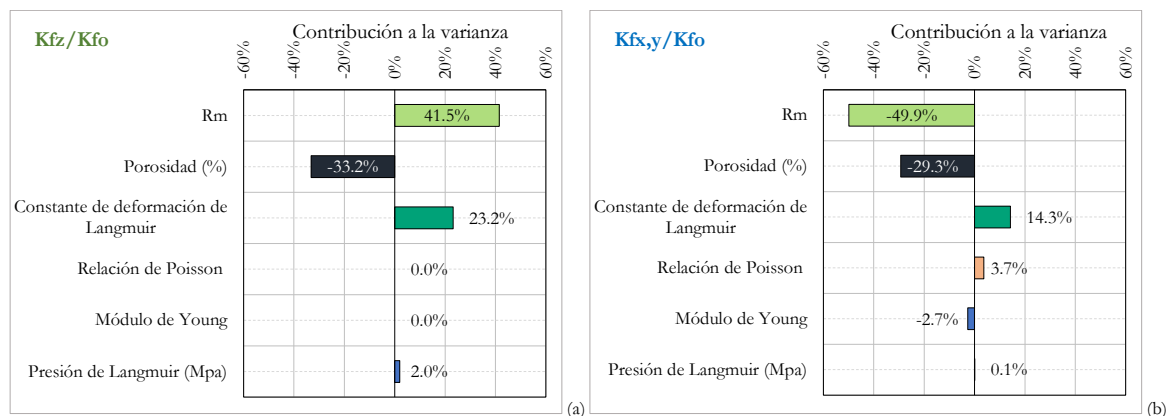


Figura 4-3. Contribución de la varianza de los parámetros del modelo de permeabilidad desarrollado: (a) diagrama de Pareto para cambio de la permeabilidad vertical, (b) diagrama de Pareto para cambio de la permeabilidad horizontal.

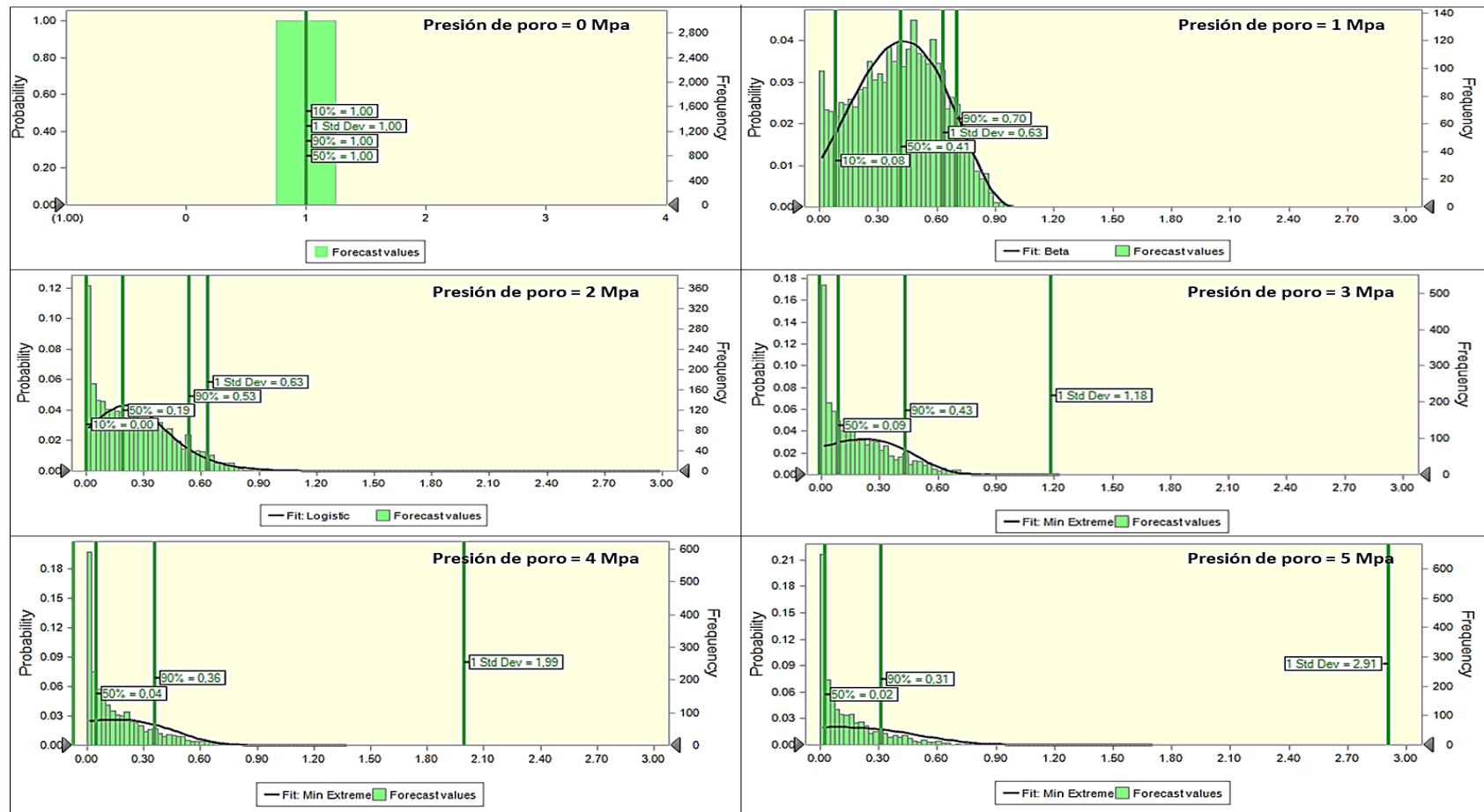


Figura 4-4. Distribución de pronósticos – modelo de permeabilidad en “x-y” afectado esencialmente por la contracción mecánica.

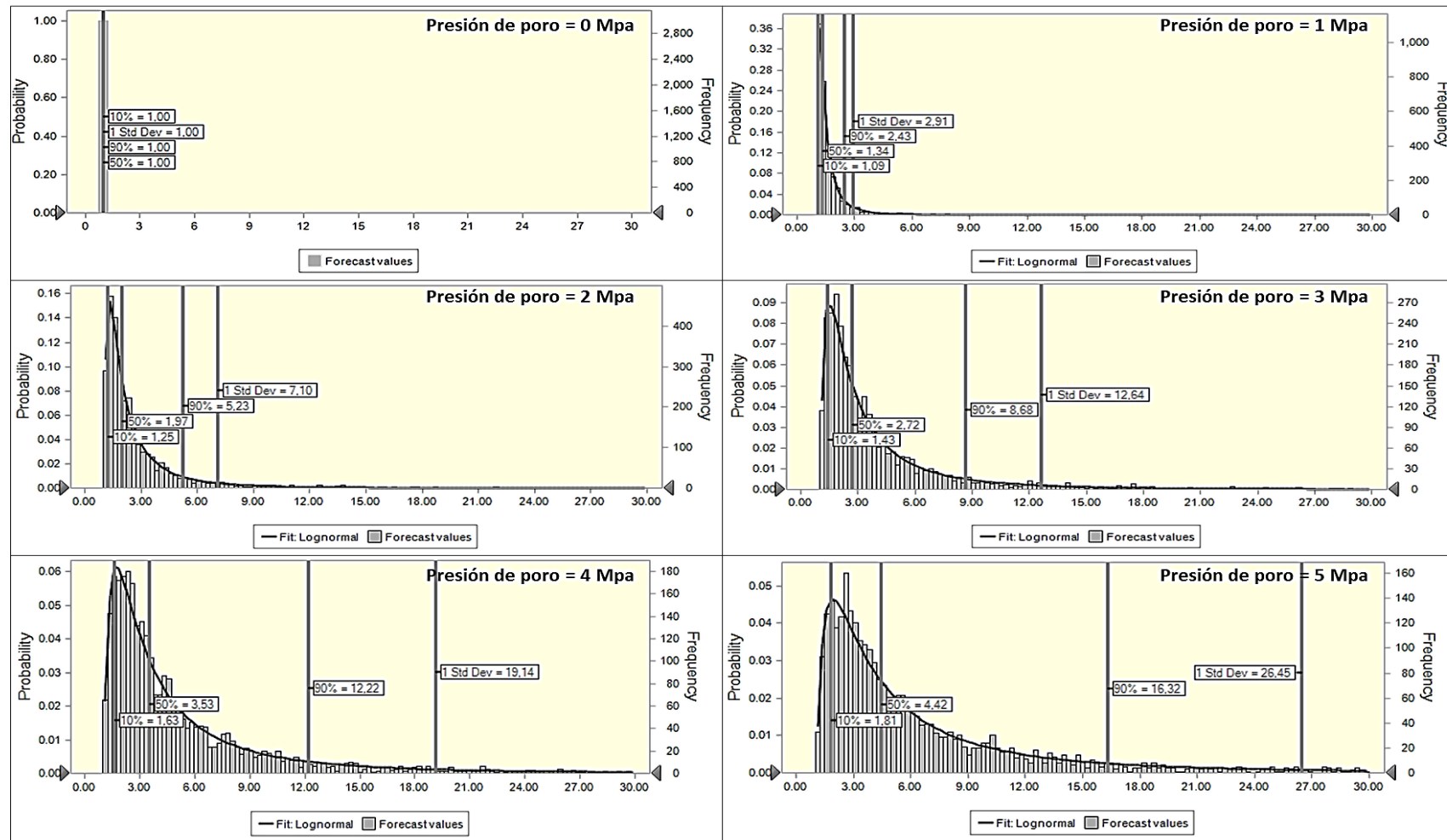


Figura 4-5. Distribución de pronósticos – modelo de permeabilidad en  $x, y, z$  afectado por la contracción mecánica y la expansión de la roca por sorción.



## 4.1 Verificación del modelo de permeabilidad utilizando gases puros

En esta sección se utilizaron varios conjuntos de datos experimentales bajo condiciones controladas de esfuerzos para verificar el comportamiento del modelo de permeabilidad desarrollado. El ajuste inicial de los datos experimentales se basa en el trabajo de Robertson (2005) [18] quien llevó a cabo una serie de experimentos en muestras de carbón sub-bituminoso saturados con CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> en la cuenca de Powder River (mantos de carbón de Anderson y Gilson). Los datos experimentales se presentan en la Tabla 4-2. La presión de confinamiento se mantuvo constante a lo largo de las mediciones. El ajuste entre la información de laboratorio y el modelo de permeabilidad desarrollado se presentan en la Figura 4.7.

Los resultados numéricos muestran que el modelo de permeabilidad acoplado (deformación mecánica y deformación inducida por sorción) es capaz de replicar el comportamiento de los datos experimentales razonablemente bien. El modelo puede ser una respuesta para pronosticar el comportamiento del cambio de la permeabilidad en los mantos de carbón cuando disminuye la presión de poro y se desorbe el gas.

Tabla 4-2. Parámetros utilizados para el ajuste de los datos experimentales de la Cuenca de Powder River.

Parámetro	Anderson		Gilson	
	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>
Módulo de <i>Young</i> (Mpa)	999.7	1,247.9	999.7	1,247.9
Relación de <i>Poisson</i>	0.380	0.400	0.380	0.380
Constante de deformación de <i>Langmuir</i>	0.0310	0.0483	0.0057	0.0356
Presión de <i>Langmuir</i> (Mpa)	3.83	3.83	3.83	3.83
Porosidad inicial (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
Relación de reducción del módulo elástico - <i>Rm</i> (Parámetro de Ajuste del modelo)	0.64	0.55	0.15	0.80

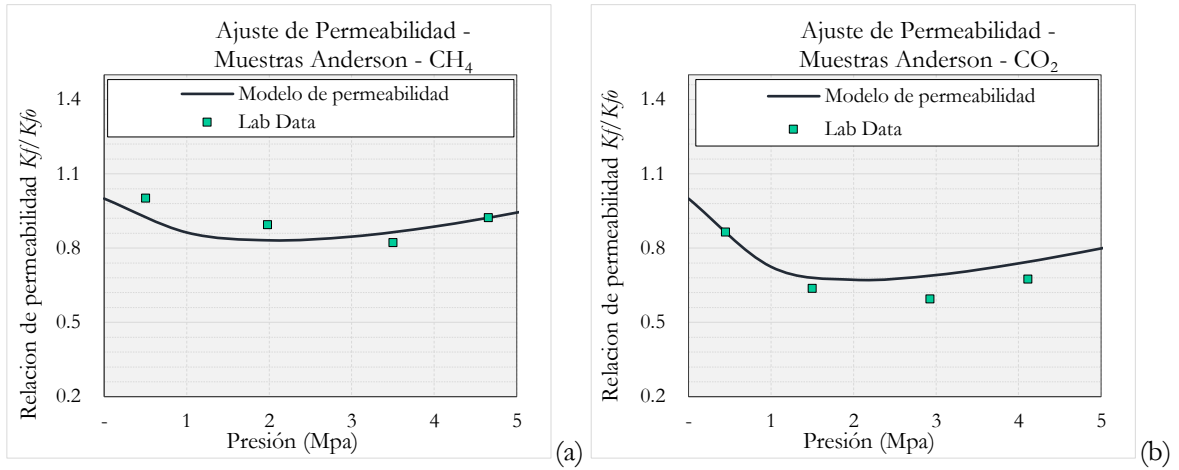


Figura 4-6. Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas (Robertson, 2005): (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson -  $CH_4$  (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson -  $CO_2$

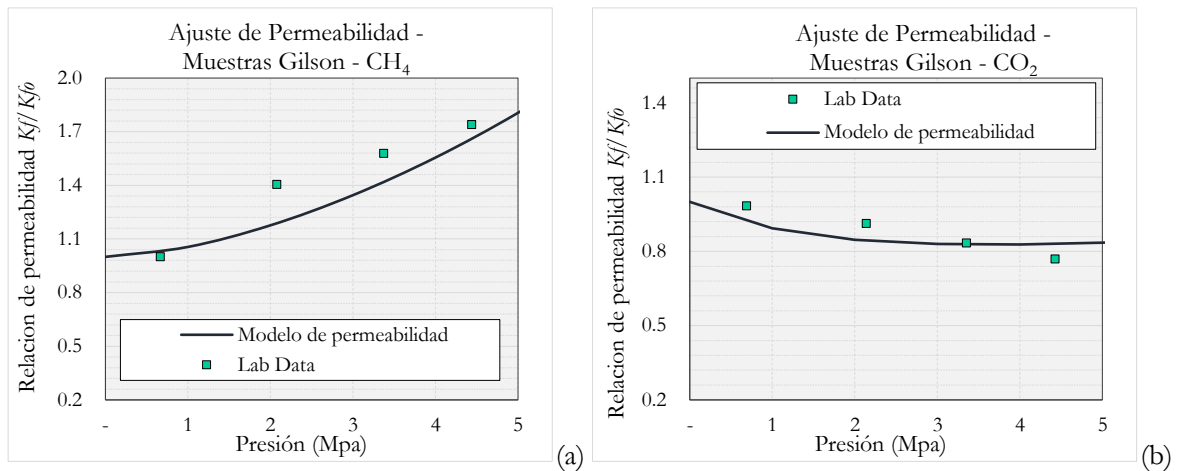


Figura 4-7. Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas (Robertson, 2005): (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson -  $CH_4$  (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson -  $CO_2$

Dependiendo del comportamiento de la permeabilidad para las dos muestras, algunas de las variables en la ecuación (3-14) se modificaron para lograr un mejor ajuste en general de los datos de medidos en el laboratorio presentados en la Figura 4-6 y la Figura 4-7 en este caso se modificó la función de deformación por expansión y compresión ( $R_m$ ) en cada incremento de presión. En general se obtuvo buena concordancia con los datos de laboratorio para ambas muestras, excepto para la prueba del gas  $CH_4$ -Gilson. Como se muestra en la Figura 4-7 (a) los datos de permeabilidad medidos para  $CH_4$  aparecen sobre o por encima de la permeabilidad dependiente del esfuerzo dada por la ecuación (3-14). Por otra parte, a partir del término de la deformación por expansión volumétrica de la matriz presentado

en la ecuación (3-13) y con base en los resultados obtenidos por la permeabilidad es posible estimar el término correspondiente a la porosidad del sistema de fracturas definido para diferentes presiones del yacimiento.

El modelo de permeabilidad se aplicó además para ajustar los datos de campo obtenidos en el área de Valencia Canyon y la información de laboratorio medida por *Mitra* (2012) en la cuenca de San Juan.

Tabla 4-3. Parámetros utilizados para el ajuste de los datos - Cuenca de San Juan

Parámetro	Cuenca San Juan	
	Información de Campo – Pozos Valencia Canyon	Información de Laboratorio (Mitra 2012)
Módulo de <i>Young</i> (Mpa)	2,900	2,500
Relación de <i>Poisson</i>	0.35	0.32
Constante de deformación de <i>Langmuir</i>	0.0143	0.0205
Presión de <i>Langmuir</i> (Mpa)	2.55	4.16
Porosidad inicial (%)	0.10	0.10
Relación de reducción del módulo elástico - <i>Rm</i> (Parámetro de Ajuste del modelo)	0.45	0.4

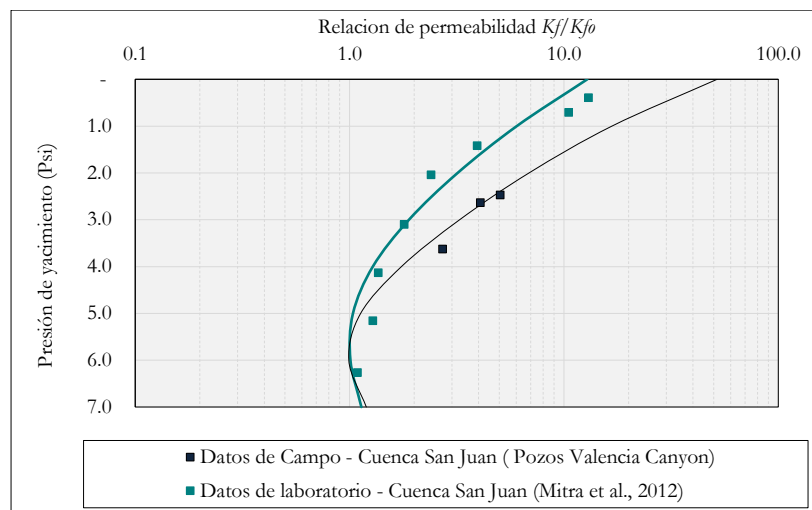


Figura 4-8. Variación de la medida de la permeabilidad con la disminución de la presión de poro del gas - Muestras de campo y de laboratorio de la cuenca de San Juan.

A pesar de que los experimentos de laboratorio se realizaron bajo condiciones controladas de esfuerzos, la consistencia entre las condiciones experimentales y los resultados del modelamiento fenomenológico, muestran que los perfiles de permeabilidad del carbón a condiciones de deformación uniaxial se ajustan razonablemente bien cuando se utiliza el modelo desarrollado. Este modelo es apropiado para

representar el comportamiento general de la variación de la permeabilidad a las condiciones originales del yacimiento.

## 4.2 Verificación del modelo de permeabilidad en mezcla de gases

Los modelos de simulación de yacimientos deben ser capaces de predecir el efecto que la deformación por la sorción de mezclas de gases tiene sobre la permeabilidad de la roca a medida que los frentes de inyección generan cambios en los procesos de producción de los mantos de carbón. Estimar la deformación inducida por la sorción de todas las posibles mezclas de gases es un proceso impráctico desde el punto de vista del desarrollo de las simulaciones de yacimiento. Sin embargo, la deformación medida por la sorción de gases puros puede ser útil para predecir la deformación de estas mezclas de gases.

En el capítulo 1 se discutió la aplicación de la teoría extendida de *Langmuir* para explicar cómo la deformación inducida por la sorción de mezclas de gases se puede estimar con los datos de deformación de gases puros, esta ecuación se reescribe en forma simple como:

$$\Delta \varepsilon_{Smix} = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_{ref,j} P_{ref}/P_{lj}}{1 + P_{ref} \sum_{i=1}^{j=n} Y_{ref,i}/P_{li}} - \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_j P_0/P_{lj}}{1 + P_0 \sum_{i=1}^{j=n} Y_i/P_{li}} \quad (4-1)$$

Para utilizar esta ecuación se requiere conocer las constantes de deformación de las mezclas de gases individuales, las fracciones molares de los componentes del gas y la presión observada.

La combinación de la ecuación (4-1) con el modelo de permeabilidad específico en la ecuación (3-14) da como resultado el siguiente modelo de permeabilidad para mezclas de gases:

$$\frac{K_f}{K_{fo}} = \left[ 1 + \frac{3(1-R_m)(1-\phi_f)}{\phi_f} \left( \frac{2}{3} \left( -\frac{1}{3} \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_{ref,j} P_{ref}/P_{lj}}{1 + P_{ref} \sum_{i=1}^{j=n} Y_{ref,i}/P_{li}} - \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\varepsilon_{sj} Y_j P_0/P_{lj}}{1 + P_0 \sum_{i=1}^{j=n} Y_i/P_{li}} \right) + \frac{1}{3} \frac{\sigma_z}{E} \frac{(1-\nu-2\nu^2)}{(1-\nu)} \right) \right]^3 \quad (4-2)$$

Recordemos que en el capítulo 2 se presentaron los perfiles relacionados con las constantes de deformación de Langmuir generadas por la sorción de gases puros ( $N_2$ ,  $CO_2$  y  $CH_4$ ), esta información se puede utilizar para evaluar el comportamiento de la permeabilidad inducida por la sorción de una mezcla de gases en los mantos de carbón. Los datos de permeabilidad y los datos de deformación por expansión libre para los tres gases puros registrados en la cuenca a de Powder River (mantos del área de Anderson y Gilson) se utilizaron para validar el modelo de permeabilidad desarrollado en este estudio, justamente

estos datos fueron usados para derivar el término de expansión de la roca por sorción  $\varepsilon_s$  que se utiliza en los modelos de permeabilidad descritos en el primer capítulo del documento.

Robertson y Christiansen (2005) [18] llevaron a cabo medidas de deformación por expansión para una mezcla binaria de gas de  $N_2$  y  $CO_2$  (51%  $N_2$  / 49% de  $CO_2$ ). Los datos se presentan en la Tabla 4-4 (deformación de expansión y parámetros asociados) y la Figura 4-9 (relación de permeabilidad de las fracturas). Como primer paso se evaluó el término de deformación por expansión para la mezcla del gas binario y se calcula usando el término de expansión presentado en la ecuación (4-2). Finalmente, la respuesta de la permeabilidad es calculada sobre la base de los datos de deformación. Las constantes de deformación del carbón que se usaron para ajustar la información de laboratorio se presentan en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4. Constantes de deformación inducidas por sorción para una mezcla de gases a 80 °F.

Constantes asociadas a las curvas de deformación - cuenca de Powder River				
Gas	Manto de Carbón	$\varepsilon_{sj}$	Presión de Langmuir (Psi)	Valor de ajuste
51% $N_2$	Anderson	0.01766	306	0.9952
49% $CO_2$	Gilson	0.08440		0.9985

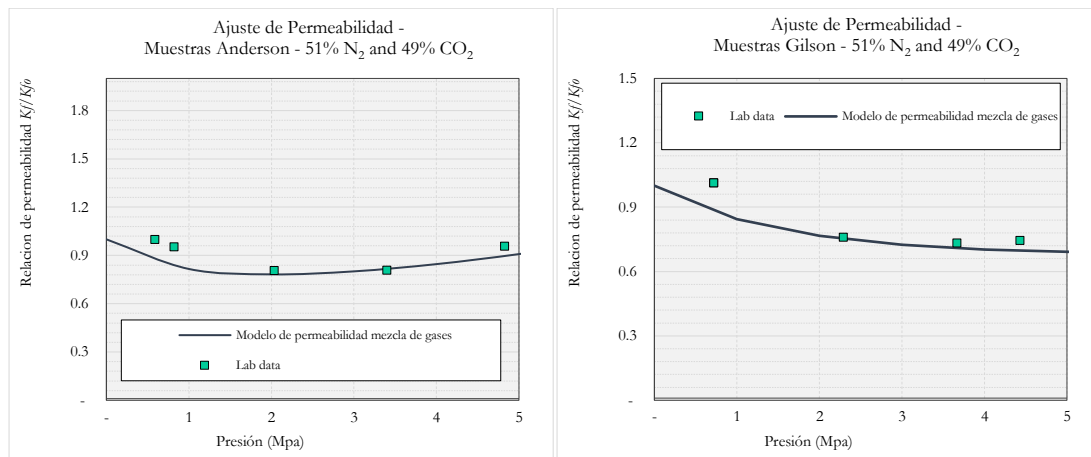


Figura 4-9. Comparación de modelos de permeabilidad para mezcla de gas en mantos de: (a) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Anderson - 49%  $CO_2$  y 51%  $N_2$  (b) Ajuste de Permeabilidad - Muestras Gilson - 49%  $CO_2$  y 51%  $N_2$

Note que las curvas de permeabilidad, muestran que la adsorción de  $CO_2$  y  $N_2$  en conjunto generan una mayor deformación en comparación con el efecto de la adsorción del  $CH_4$  como gas puro. Esto se explica por el hecho de que las muestras de carbón que adsorben gases (como el  $CO_2$ ) inducen al

desarrollo de fracturas que se acercan a su máxima deformación a presiones más bajas que cuando se adsorben o desorben gases como el  $\text{CH}_4$ . En otras palabras, la forma de la curva de deformación disminuye a medida que varía la deformación total.

Como se puede ver en la Figura 4-9, se ha logrado un ajuste alto con los datos de laboratorio del área de Anderson y Gilson. Para este último, se obtuvo una buena concordancia en el extremo inferior del rango de presión del gas (por encima de 2.5 MPa). En general se encontró que las curvas de sorción para las dos muestras de carbón de Anderson y Gilson se pueden usar para predecir la respuesta de permeabilidad del núcleo en una mezcla binaria de gases.

## Capítulo 5 – Conclusiones

Se ha desarrollado un nuevo modelo analítico para evaluar el comportamiento de las variaciones de la permeabilidad aplicada en los mantos de carbón. El método da cuenta del cambio de la permeabilidad en la dirección vertical afectada por el cambio del esfuerzo de la roca con respecto a las condiciones originales del yacimiento y en la dirección lateral por la expansión libre debido a la sorción de gas.

El análisis simple del efecto de la expansión y la contracción derivada de los cambios en la presión de poro (para la condición de deformación uniaxial), ha dado lugar al desarrollo de un modelo de permeabilidad consistente con los ajustes de la información de laboratorio y con la respuesta de la permeabilidad en los mantos de carbón.

En el laboratorio este modelo puede ser aplicable a condiciones de desplazamiento y a las pruebas de sorción controladas por el esfuerzo.

Los resultados del modelo muestran como la permeabilidad al carbón se reduce inicialmente por el efecto mecánico de la roca cuando incrementa la presión del yacimiento y se recupera por el efecto de la sorción del gas hasta alcanzar una magnitud de equilibrio final. Cuando la deformación es alta (producto de un esfuerzo de confinamiento elevado) la permeabilidad final al carbón será mucho menor que la permeabilidad inicial.

Cuando las condiciones de confinamiento permanecen constantes los cambios en los perfiles de permeabilidad de los mantos de carbón estarán controlados principalmente por la capacidad de expansión del carbón, lo que genera que la permeabilidad inicialmente se reduzca y posteriormente se recupere durante la desorción hasta alcanzar una magnitud de equilibrio final. En este caso cuando la capacidad de expansión es muy alta la permeabilidad de carbón en el equilibrio final será mayor que permeabilidad inicial.

Para las condiciones de restricción de la deformación uniaxial y para un yacimiento de volumen constante los cambios en la permeabilidad del carbón se determinan principalmente por el efecto de la expansión por sorción. El modelo de permeabilidad desarrollado bajo la condición de deformación uniaxial es apropiado para representar el comportamiento general de los yacimientos de CBM en condiciones típicas de yacimiento.

Por otra parte, los resultados del estudio de sensibilidad para evaluar la influencia de cada parámetro del modelo utilizando un rango geológicamente razonable de valores de entrada. Permitió establecer que la constante de deformación por sorción producía el mayor efecto sobre el resultado de la permeabilidad.

En el estudio de sensibilidad demostró que la constante de deformación para el carbón no siempre es igual a la unidad y que puede ser dependiente del cambio del esfuerzo. Esta conclusión se deriva del ajuste de los resultados experimentales para evaluar la reducción de la permeabilidad bajo la condición de presión de confinamiento constante con la variación en la presión de poro.

La reducción de la permeabilidad del carbón es mayor cuando la constante de deformación por sorción es baja debido a que el efecto del esfuerzo, el cual incrementa a medida que disminuye la presión de poro del yacimiento. Por otra parte, la relación de reducción del módulo elástico puede establecerse como el factor de sensibilidad y ajuste del modelo, en tal caso representará la relación entre la deformación del ancho de la fractura y la deformación por expansión incremental de la roca. Así, cuando el factor de sensibilidad tienda a cero, el cambio de la permeabilidad del carbón será más significativo.

Aunque el carbón es una roca débil, la compresibilidad de la estructura de matriz y de las fracturas es mayor de la esperada especialmente a altas presiones de poro. La comparación entre los datos de permeabilidad medidos y los resultados calibrados demuestran que las propiedades dinámicas podrían desempeñar un papel importante en la evaluación del cambio de permeabilidad en los yacimientos de CBM. Así, un aumento en el módulo de *Young*, la relación de *Poisson* y el espaciamiento de las fracturas, pueden causar un aumento previsto de la permeabilidad. Los resultados de este estudio deben ser verificados a través de modelos adicionales, estudios de laboratorio y pruebas de campo.



## Capítulo 6 – Recomendaciones

En esta tesis se ha llevado a cabo un estudio analítico detallado entre las interacciones mecánicas de las propiedades del carbón y de la sorción del gas para dar respuesta al comportamiento de la permeabilidad en este tipo de roca. Sin embargo, aún se necesitan esfuerzos de investigación para derivar modelos cada vez más complejos que sirvan para estudiar con mejor detalle el comportamiento de la permeabilidad en los mantos de carbón y su inercia con las propiedades involucradas en el yacimiento. En este sentido, a continuación se enumeran diferentes propuestas de investigación para un trabajo futuro relacionado.

- 1- Es bien conocido que la permeabilidad del carbón debe modelarse en forma acoplada con otros mecanismos; por ejemplo considerando el comportamiento geomecánico y la anisotropía de expansión de la roca. Se recomienda entonces optimizar el modelo de permeabilidad con parámetros geomecánicos y de flujo para representar el efecto de la permeabilidad sobre la migración de gas a través de un modelamiento acoplado de yacimiento, aunque esta es una tarea difícil de lograr ya que el proceso de modelamiento tiende a ser costoso y por lo tanto las observaciones tienden a ser limitadas y sujetas a incertidumbre.
- 2- Algunos autores han demostrado que el carbón se comporta como un material isotrópico, por lo menos en muestras pequeñas. Se recomienda diseñar experimentos que sirvan para estudiar la naturaleza isotrópica de los carbones en las diferentes direcciones incluyendo específicamente, los efectos de la temperatura sobre las mediciones de la deformación inducida por la sorción del gas en las muestras de carbón a analizar.
- 3- A pesar de que la literatura sobre las características del carbón se extiende por lo menos más de un siglo, los datos cuantitativos se limitan casi exclusivamente a la información de la orientación, los espaciamientos de las fracturas y la geoquímica de la roca. Existen pocos datos sobre las aperturas, alturas, longitudes, conectividad y sobre medidas de la formación de esta roca. Estas características son críticas para el refinamiento del modelo de permeabilidad desarrollado, por lo que es necesario realizar estudios relacionados que permitan conocer las propiedades de la mecánica de las fractura en los yacimientos de *CBM*.
- 4- La mayoría de los estudios sobre las interacciones entre el carbón y el gas, se centraron en el comportamiento de la permeabilidad cuando el carbón está saturado por un solo gas. A pesar del trabajo de *Robertson* y de *Palmer* hoy en día no se conoce bien cómo interactúan múltiples

gases con la matriz y las fracturas en los mantos de carbón, y específicamente cómo afectan los componentes del gas a la deformación mecánica en este tipo de roca. Es importante investigar más sobre este tema.

- 5- Existen diferentes opiniones en cuanto a la relación entre las isothermas de adsorción y la constante de deformación inducida por sorción. Se debe hacer un trabajo más exhaustivo para relacionar estas dos mediciones relacionándolo con propiedades frecuentemente medidas en los mantos de carbón, como la humedad de equilibrio y el poder calórico de cada tipo de carbón.

## Bibliografia

- [1] Gray, I. (1987). Reservoir Engineering in Coal Seams: Part 2-Observations of Gas Movement in Coal Seams. SPE Reservoir Engineering, 2(01), 35-40.
- [2] Durucan, S., & Edwards, J. S. (1986). The effects of stress and fracturing on permeability of coal. Mining Science and Technology, 3(3), 205-216.
- [3] Reiss, L. H. (1980). The reservoir engineering aspects of fractured formations (Vol. 3). Editions Technip.
- [4] Zimmerman, R. W., Somerton, W. H., & King, M. S. (1986). Compressibility of porous rocks. Journal of Geophysical Research, 91(B12), 12765-12777
- [5] Sawyer, W. K., Paul, G. W., & Schraufnagel, R. A. (1990, January). Development and application of a 3-D coalbed simulator. In Annual technical meeting. Petroleum Society of Canada.
- [6] Harpalani, S., & Chen, G. (1995). Estimation of changes in fracture porosity of coal with gas emission. Fuel, 74(10), 1491-1498.
- [7] Levine, J. R. (1996). Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 109(1), 197-212.
- [8] Palmer, I., & Mansoori, J. (1998, January). How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Shi, J. Q., & Durucan, S. (2004). Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: a new interpretation of the reservoir response to primary recovery. Transport in porous media, 56(1), 1-16.
- [10] Robertson, E. P., & Christiansen, R. L. (2008). A permeability model for coal and other fractured, sorptive-elastic media. Spe Journal, 13(03), 314-324.
- [11] Cui, X., Bustin, R. M., & Chikatamarla, L. (2007). Adsorption-induced coal swelling and stress: Implications for methane production and acid gas sequestration into coal seams. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 112(B10).

- [12] Connell, L., Pan, Z., Lu, M., Heryanto, D. D., & Camilleri, M. (2010, January). Coal permeability and its behaviour with gas desorption, pressure and stress. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [13] Connell, L., Pan, Z. (2010, January). Modelling Permeability for Coal Reservoirs: A Review of Analytical Models and Testing Data. CSIRO Earth Science and Resource Engineering.
- [14] Sparks, D. P., McLendon, T. H., Saulsberry, J. L., & Lambert, S. W. (1995, January). The effects of stress on coalbed reservoir performance, Black Warrior Basin, USA. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [15] Mavor, M. J., & Gunter, W. D. (2004, January). Secondary porosity and permeability of coal vs. gas composition and pressure. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [16] Dabbous, M. K., Reznik, A. A., Taber, J. J., & Fulton, P. F. (1974). The permeability of coal to gas and water. Society of Petroleum Engineers Journal, 14(06), 563-572.
- [17] Harpalani, S., & Chen, G. (1997). Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal. Geotechnical and Geological Engineering, 15(4), 303-325.
- [18] Robertson, E. P., & Christiansen, R. L. (2005). Measurement of sorption-induced strain (No. INL/CON-05-00183). Idaho National Laboratory (INL).
- [19] Liu, S., Harpalani, S., Mitra, A., 2012. Laboratory measurement and modelling of coal permeability with continued methane production: Part 2 – Modelling results. Fuel 94:117-124.
- [20] Janna, W.S.: Introduction to Fluid Mechanics, Brooks/Cole Engineering Division, Monterey, California 93940, a division of Wadsworth, Inc. (1983) ISBN 0-534-01238-8, Eq. 5.20, p. 160.
- [21] Seidle, J. R., & Huitt, L. G. (1995, January). Experimental measurement of coal matrix shrinkage due to gas desorption and implications for cleat permeability increases. In International meeting on petroleum Engineering. Society of Petroleum Engineers.